



Rozdział 2

Informacje o gazociągu Nord Stream

Spis treści

Strona

2	Informacje o gazociągu Nord Stream	21
2.1	Informacje o wnioskodawcy / własności	21
2.1.1	Wnioskodawca i operator	21
2.1.2	Akcjonariusze spółki Nord Stream	21
2.1.3	Podsumowanie zakresów obowiązków w ramach projektu Nord Stream	24
2.1.4	Krótki opis projektu	25
2.2	Historia projektu	26
2.2.1	Cele i struktura	26
2.2.2	1980–1990: Inicjatywy rosyjsko-nordyckie zmierzające do realizacji nowych projektów zaopatrzenia	26
2.2.3	1990–1995: Budowa rurociągu jamalskiego	27
2.2.4	1995–2000: Badania North Transgas Oy (NTG) – narodziny projektu Nord Stream	27
2.2.5	Dygresja: Morze Bałtyckie – Preferowany wariant nowej trasy dostaw surowców energetycznych w Europie	30
2.2.6	2001–2005: Gazprom przejmuje inicjatywę – przekształcenie NTG w spółkę North European Gas Pipeline	34
2.2.7	Utworzenie spółki Nord Stream	35
2.2.8	Perspektywy	37
2.3	Uzasadnienie projektu Nord Stream: Zabezpieczenie dostaw źródeł energii dla Europy	37
2.3.1	Celem spełnienia rosnącego zapotrzebowania na gaz ziemny w Unii niezbędne są nowe zdolności przesyłowe gazu	37
2.3.2	Strategiczne znaczenie Rosji jako dostawcy gazu ziemnego	41
2.3.3	Znaczenie jak najwcześniejszego połączenia rosyjskich zasobów gazu ziemnego z rynkiem europejskim w kontekście rosnącego zapotrzebowania na gaz ziemny w Azji	45
2.3.4	Gazociąg Nord Stream jako ważny element transeuropejskich sieci energetycznych	46
2.3.5	Konsekwencje niezrealizowania projektu	50
2.3.6	Wnioski	54
2.4	Bibliografia	55

2 Informacje o gazociągu Nord Stream

2.1 Informacje o wnioskodawcy / własności

2.1.1 Wnioskodawca i operator

W roku 2000 Komisja Europejska uznała biegnący przez Morze Bałtyckie gazociąg północnoeuropejski za część transeuropejskich sieci energetycznych (Trans-European Energy Networks, TEN-E). We wrześniu 2006 roku Komisja stwierdziła, że jest to jeden z projektów energetycznych o najwyższym priorytecie w Unii Europejskiej, który leży w interesie całej Europy. Status sieci TEN-E został potwierdzony w 2006 roku⁽¹⁾.

We wrześniu 2005 roku spółki OAO Gazprom (dalej zwana „spółką Gazprom”), BASF AG (obecnie BASF SE, dalej zwana „spółką BASF”) oraz E.ON AG (dalej zwana „spółką E.ON”) zawarły porozumienie dotyczące wspólnego przyjęcia odpowiedzialności za przygotowanie, budowę i obsługę nowego systemu rurociągów upstream (system rurociągów wysokiego ciśnienia łączący źródło gazu z rynkiem). W listopadzie 2005 roku wola współpracy wymienionych powyżej trzech spółek zaowocowała utworzeniem spółki North European Gas Pipeline Company, która następnie w październiku 2006 roku zmieniła nazwę na Nord Stream AG (dalej zwaną „spółką Nord Stream”).

Spółka Gazprom ma we wspólnym projekcie udział wynoszący 51%. Każda z europejskich spółek – BASF, pośrednio przez należącą do niej w 100% spółkę zależną Wintershall Holding AG (dalej zwaną „spółką Wintershall”) oraz E.ON, pośrednio przez należącą do niej w 100% spółkę zależną E.ON Ruhrgas AG (dalej zwaną „spółką E.ON Ruhrgas”) – posiadają udział wynoszący 20%. Udział 9% ma spółka Gasunie Infrastruktur AG, specjalizująca się w infrastrukturze do przesyłu gazu, w której 100% udziałów jest własnością holenderskiej spółki N.V. Nederlandse Gasunie (dalej zwanej „Gasunie”). Zaangażowanie spółek z różnych krajów oraz bezpośredni udział spółki z kraju nie będącego państwem wyjściowym ani docelowym gazociągu Nord Stream podkreślają europejski charakter przedsięwzięcia. Siedziba spółki Nord Stream AG znajduje się w miejscowości Zug w Szwajcarii.

2.1.2 Akcjonariusze spółki Nord Stream

Struktura własnościowa spółki Nord Stream zapewnia efektywną i udaną realizację projektu. Wiarygodność i doświadczenie w zakresie realizacji projektu gwarantują akcjonariusze: spółki

(1) European Parliament and Council. Decyzja Nr 1364/2006/EC z 6 września 2006.

Gazprom, Wintershall, E.ON Ruhrgas i Gasunie. Dysponują one wieloletnim doświadczeniem w dziedzinie eksploracji złóż, wydobywania i przesyłu gazu ziemnego oraz obrotu nim, które wykorzystują w ramach konsorcjum Nord Stream. Poniżej zamieszczamy opis poszczególnych akcjonariuszy oraz ich konkretnych zakresów kompetencji, istotnych z punktu widzenia projektu.

Gazprom

Spółka Gazprom to największy światowy producent gazu. Jest ona notowana na Moskiewskiej Giełdzie Papierów Wartościowych, a 50,002% jej akcji należy do rosyjskiego skarbu państwa. 6,4% akcji spółki Gazprom posiada niemiecka spółka energetyczna E.ON Ruhrgas. W 2006 roku spółka E.ON Ruhrgas zatrudniała ok. 432 tys. osób, z których większość (65%) pracowała przy wydobywaniu gazu ziemnego.

Rosja, posiadając rezerwy o wielkości 44 650 mld m³, kontroluje 25,2% znanych obecnie światowych zasobów gazu⁽¹⁾. Rosyjskie rezerwy gazu ziemnego to największe na świecie potwierdzone zasoby tego gazu w granicach jednego kraju. Do spółki Gazprom należy 60% rosyjskich zasobów gazu ziemnego, czyli około 15% potwierdzonych światowych rezerw. W 2006 roku spółka Gazprom dostarczyła 556 mld m³ gazu. Gazprom dysponuje także największą na świecie siecią rurociągów do przesyłu gazu ziemnego, o łącznej długości 155 tys. km. W związku z tym Gazprom posiada ogromne doświadczenie w zakresie eksploatacji rurociągów gazu ziemnego. Po uwzględnieniu spółek zależnych, Gazprom obsługuje 463 tys. km rosyjskiej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Spółka posiada więc kompetencje dotyczące zarówno eksploatacji, jak i optymalizacji sieci gazociągów.

Gazprom zajmuje się także planowaniem i budową rurociągów do przesyłu gazu ziemnego. Oprócz doświadczenia związanego z rurociągami lądowymi w Rosji, spółka posiada szczególnie istotne dla projektu Nord Stream doświadczenie w zakresie budowy i eksploatacji rurociągów podmorskich.

W 2005 roku odbyła się oficjalna inauguracja rurociągu Blue Stream, wspólnego przedsięwzięcia Gazpromu oraz Eni S.p.A., międzynarodowej spółki włoskiej zajmującej się wydobywaniem ropy naftowej i gazu, w której 30% udziałów jest własnością włoskiego rządu. Rurociąg biegnie z miejscowości Izobilnoje w Rosji do Ankary w Turcji, a 386 km z jego łącznej długości przebiega po dnie Morza Czarnego. Chociaż odcinek podmorski rurociągu jest krótszy od trasy rurociągu Nord Stream, jest on nie mniej wymagający pod względem technicznym. Maksymalna głębokość, na jakiej biegnie rurociąg Blue Stream, to 2150 m, a więc wielokrotnie więcej, niż wynosi maksymalna głębokość, na jakiej układany będzie rurociąg Nord Stream (w najgłębszym punkcie ok. 210 m). Ponadto, szczególne wyzwanie w odniesieniu do właściwości konstrukcyjnych i materiałowych rurociągu Blue Stream stanowiło wysokie stężenie siarkowodoru w Morzu Czarnym. Realizując ten i inne projekty, spółka Gazprom zdobyła bogatą

(1) BP. June 2008. Statistical Review of World Energy. 22.

wiedzę specjalistyczną o budowie rurociągów podmorskich, która zostanie wykorzystana przy budowie rurociągu Nord Stream, z uwzględnieniem szczególnego charakteru Morza Bałtyckiego i występujących tam wyzwań z punktu widzenia ochrony środowiska.

E.ON Ruhrgas

Spółka E.ON Ruhrgas AG (dalej zwana „spółką E.ON Ruhrgas”) jest spółką zależną, należącą w 100% do spółki E.ON AG i odpowiedzialną za jej działalność w zakresie gazu ziemnego w Niemczech i Europie. Spółka ma siedzibę w Essen i działa na rynku gazu grzewczego od ok. 80 lat, a na rynku gazu ziemnego od ok. 45 lat. Spółka E.ON Ruhrgas to największy w Niemczech dostawca gazu ziemnego oraz jedna z najważniejszych europejskich firm gazowniczych. W 2006 roku spółka E.ON Ruhrgas zatrudniała ok. 12,7 tys. osób i dostarczyła 62 mld m³ gazu ziemnego. Dysponując doświadczeniem w dziedzinie budowy i eksploatacji długodystansowych sieci rurociągowych, firma E.ON Ruhrgas zdobyła kompleksową i przydatną wiedzę specjalistyczną, niezbędną dla projektu Nord Stream.

Doświadczenie szczególnie istotne dla rurociągu Nord Stream spółka E.ON Ruhrgas zdobyła dzięki zaangażowaniu w budowę ważnych europejskich rurociągów biegnących przez Morze Północne, w tym rurociągu Interconnector UK (IUK), łączącego Wielką Brytanię i Belgię, rurociągu Balgzand-Bacton Line (BBL) łączącego północną Holandię i Wielką Brytanię oraz rurociągu Seal biegnącego od platform Elgin/Franklin w środkowej części Morza Północnego do Bacton w hrabstwie Norfolk w Anglii.

Wintershall

Spółka Wintershall Holding AG (dalej zwana „spółką Wintershall”) jest spółką zależną, w 100% należącą do firmy BASF SE. Od ponad 75 lat prowadzi ona działalność w różnych częściach świata (obecnie w Europie, Afryce Północnej, Ameryce Południowej, Rosji i regionie Morza Kaspijskiego), eksplorując i eksploatując zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego. Ponad 60% gazu i ropy wydobywanych przez spółkę Wintershall pochodzi ze złóż, w stosunku do których spółka sama pełni funkcję operatora. Wydobywając gaz ziemny w holenderskiej części Morza Północnego, spółka Wintershall zdobyła rozległe doświadczenie w zakresie technologii rurociągów podmorskich.

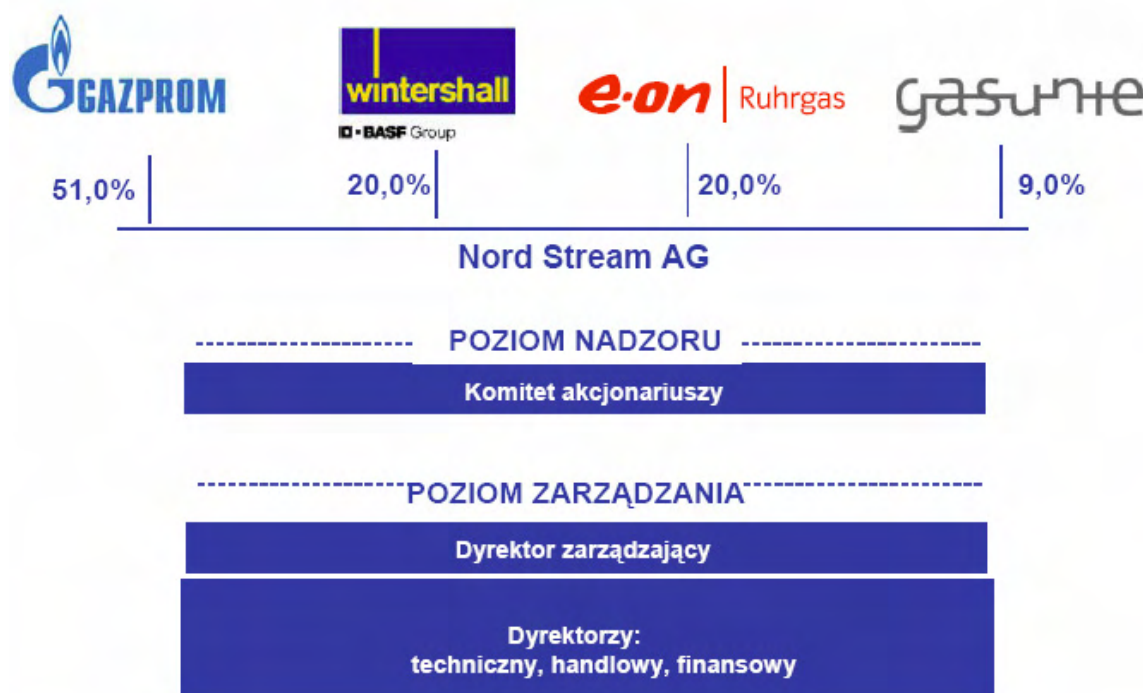
Oprócz eksploracji i wydobywania, Wintershall zajmuje się także obrotem gazem ziemnym za pośrednictwem spółki WINGAS GmbH & Co. KG (dalej zwanej „spółką WINGAS”), we współpracy ze swoim rosyjskim partnerem, spółką Gazprom. Przez nowo wybudowaną sieć rurociągów (obecnie o długości ponad 2 tys. km), należącą do spółki WINGAS TRANSPORT GmbH & Co. KG i używaną przez spółkę WINGAS oraz przez strony trzecie, dostarcza ona od 1993 roku gaz na potrzeby przedsiębiorstw komunalnych, regionalnych dostawców gazu, przemysłu oraz elektrowni w Niemczech i w innych krajach Europy. W 2006 roku spółka dostarczyła swoim klientom 23 mld m³ gazu ziemnego.

Nederlandse Gasunie

Holenderska spółka N.V. Nederlandse Gasunie jest w 100% własnością holenderskiego skarbu państwa. Jej siedziba mieści się w Groningen. Spółka Gasunie posiada ponad 40 lat doświadczenia w budowie i obsłudze rurociągów do przesyłu gazu ziemnego. Specjalizuje się ona w projektach z zakresu infrastruktury na potrzeby dostarczania gazu ziemnego, a główne pola jej działalności to zarządzanie, obsługa i rozbudowa krajowych sieci przesyłowych, budowa i konserwacja sieci przesyłowych oraz udział w projektach międzynarodowych. W roku 2006 spółka zatrudniała ok. 1480 osób i dostarczyła 96 mld m³ gazu ziemnego.

Spółka Gasunie odpowiadała za budowę rurociągu BBL, zakończoną w grudniu 2006 roku. Kontroluje ona pośrednio 60% udziałów w tym projekcie oraz w niemieckiej spółce-operatorze, BBL Company. Sama spółka Gasunie nadal jest głównym podmiotem odpowiedzialnym za eksploatację i konserwację rurociągu BBL, którego odcinek o długości 230 km biegnie po dnie Morza Północnego, łącząc miejscowości Balgzand i Bacton.

2.1.3 Podsumowanie zakresów obowiązków w ramach projektu Nord Stream



Rys 2.1 Organizacja projektu Nord Stream

Oprócz wspomnianych pracowników wyżej wymienionych akcjonariuszy, w spółce Nord Stream zatrudnieni są doświadczeni eksperci międzynarodowi z 17 krajów. Spółka Nord Stream współpracuje także z czołowymi europejskimi doradcami z dziedziny ochrony środowiska, technologii i finansów. W drodze międzynarodowych przetargów wyłoniono wykonawców z wieloletnim doświadczeniem w obszarach, którymi będą się zajmować.

Dodatkowym poświadczeniem europejskiego charakteru projektu jest struktura wykonawców. W zakresie oceny oddziaływania na środowisko i uzyskiwania pozwoleń wybrano duńską spółkę Rambøll, a w zakresie usług inżynieryjnych – włoską spółkę Snamprogetti. Certyfikację projektu zlecono niezależnej fundacji Det Norske Veritas (DNV) z siedzibą w Oslo. Szwedzka spółka Marin Mätteknik AB (MMT) prowadzi badania pod kątem obecności zatopionej amunicji na planowanej trasie rurociągu. Pozostałe badania z zakresu ochrony środowiska oraz badania terenowe prowadzone są przez znane firmy międzynarodowe, takie jak Szwedzki Instytut Geologiczny (SGU), PeterGaz (Rosja), Fiński Instytut Badań Morza, DHI (Dania), Fugro OSAE (Niemcy) oraz Instytut Ekologii Stosowanej (Niemcy). 75% rur do budowy pierwszego rurociągu dostarczy niemiecka spółka Europipe, a pozostałych 25% – rosyjska spółka United Metallurgical Company (OMK). W kwestii samego układania rur podpisano wstępne porozumienie ze spółką Saipem z siedzibą w Londynie.

2.1.4 Krótki opis projektu

Spółka Nord Stream planuje budowę nowego rurociągu do przesyłu gazu ziemnego przez Morze Bałtyckie, składającego się z dwóch równoległych nitek. Rurociąg o długości 1 220 km będzie biegł z zatoki Portowaja w pobliżu miasta Wyborg (obwód leningradzki) w Rosji do miejscowości Lubmin nad Zatoką Greifswaldzką w Niemczech, łącząc w ten sposób największe na świecie rosyjskie złoża gazu ziemnego ze zintegrowanym systemem europejskich rurociągów. Spółka Nord Stream będzie zleceniodawcą i operatorem projektu.

Pierwsza z dwóch nitek rurociągu w ramach projektu Nord Stream powinna zostać ukończona do końca roku 2011. Nitka ta zagwarantuje zdolność przesyłową na poziomie ok. 27,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie. W drugiej fazie projektu zdolność przesyłowa zostanie podwojona dzięki drugiej nitce rurociągu, biegnącej niemal równolegle do pierwszej; łączna zdolność przesyłowa wzrośnie do ok. 55 mld m³ gazu rocznie. Planowanym terminem zakończenia drugiej nitki rurociągu jest rok 2012.

Podmorski rurociąg Nord Stream umożliwi przesył gazu do Niemiec, skąd transportowany będzie on dalej do Danii, Holandii, Belgii, Wielkiej Brytanii, Francji, Polski, Czech oraz innych krajów.

2.2 Historia projektu

2.2.1 Cele i struktura

W poniższym rozdziale opisano historię projektu Nord Stream. Celem rozdziału jest nie tyle przypomnienie wielu pojedynczych decyzji podjętych na różnych etapach projektu, ile przegląd głównych faz rozwojowych, które doprowadziły do jego obecnego kształtu. Tym samym rozdział ma na celu wyjaśnienie argumentacji przemawiającej za istniejącą trasą podmorską, spełniając w ten sposób wszelkie wymagania określone prawem krajowym i ponadnarodowym.

Treść rozdziału przedstawiono w kolejności chronologicznej, a użyta struktura każdego z okresów czasowych odzwierciedla w maksymalnym stosownym zakresie podstawowe zasady ekonomiczne podaży i popytu, sposób finansowania i podejście kosztowe, podstawowe trendy strategii udziałowców, uwarunkowania geopolityczne, wyzwania w zakresie ochrony środowiska oraz postęp techniczny - równolegle z ewolucją tych czynników w czasie.

2.2.2 1980–1990: Inicjatywy rosyjsko-nordyckie zmierzające do realizacji nowych projektów zaopatrzenia

Pomysł gazociągu zasilającego Europę Zachodnią gazem z Europy Północnej nie narodził się w ostatnich latach. W rzeczywistości plany takiego rurociągu gazu ziemnego sięgają okresu sprzed upadku Muru Berlińskiego w 1989 roku. Celem poniższych rozdziałów jest przedstawienie ogólnych informacji dotyczących powstawania tych planów i tego, jak ostatecznie doprowadziły one do stworzenia projektu Nord Stream.

Norweskie plany dostaw gazu do Szwecji i jego dalszego tranzytu

Na początku lat 80-tych, gdy ceny ropy i gazu wciąż utrzymywały się na wysokim poziomie, a w Szwecji rozkręcała się debata publiczna dotycząca znalezienia odpowiedniego substytutu energii jądrowej, przeprowadzono szereg analiz rozwiązań przesyłu gazu przez Szwecję. Najbardziej ambitnym projektem był projekt transskandynawski, lansowany przez firmę Statoil, zakładający sprowadzanie do Niemiec gazu z Morza Barentsa, przez Szwecję i ewentualnie Danię. Opracowano również plany dostarczania gazu do Europy Środkowej z obszaru Haltenbanken na Morzu Norweskim, przez Szwecję.

W kilku ostatnich latach opracowano nowe systemy, jak np. Skanled, podmorski gazociąg łączący Norwegię, Szwecję i Danię, z przedłużeniem do Polski. Rozważane były również gazociągi lądowe, jak np. Skandynawski Pierścień Gazowy, ale te projekty zostały odłożone na półkę z uwagi na szereg uwarunkowań rynkowych, środowiskowych, administracyjnych i podatkowych.

Dostawy gazu z Rosji do Finlandii i Szwecji przez Morze Bałtyckie

Pod koniec lat 80-tych szwedzka spółka gazownicza Swedegas, przy współpracy z fińską spółką Neste, opracowała biznesplan transportu gazu z Rosji do Szwecji i zachodniej Finlandii. Przeanalizowano trasy podmorskie na północ i na wschód od Wysp Alandzkich, a w latach 1989–1990 przeprowadzono badania morskie. Główne powody odstąpienia od tego projektu to rozpad Związku Radzieckiego i następujący po nim kryzys gospodarczy w Szwecji i Finlandii.

W 1986 roku ceny ropy i gazu gwałtownie spadły, po okresie ostrego wzrostu pod koniec lat 70-tych, kiedy to organizacja OPEC ograniczyła produkcję ropy, a wynikię stąd niedobory w podaży ropy doprowadziły do wzrostu ceny ropy i gazu. Jednocześnie w Szwecji istniało silne lobby sprzeciwiające się wykorzystaniu gazu ziemnego. Pomysły te odżyły ponownie dopiero pod koniec lat 90-tych, gdy Szwecję odwiedził ówczesny prezydent, Borys Jelcyn i zostały opracowane studia wykonalności.

2.2.3 1990–1995: Budowa rurociągu jamalskiego

Rurociąg jamalski biegnie od pól gazowych na Syberii Zachodniej przez Białoruś i Polskę, aż do granicy niemieckiej w Brandenburgii. W pobliżu Frankfurtu nad Odrą rurociąg ten łączy się z siecią przesyłową na terytorium Niemiec. Rurociąg ma całkowitą długość 1,6 tys. km do miasta Torżok w Rosji, średnicę 1420 mm i rocznie dostarcza do Europy Zachodniej 33 mld m³ gazu ziemnego. Budowę rurociągu Jamał 1 rozpoczęto na skutek spodziewanego szybkiego tempa wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny zarówno w Polsce, jak i w Europie Zachodniej. W zamierzeniu miał on również stanowić techniczną alternatywę dla istniejących tras przesyłowych rosyjskiego gazu. Powstały po rozpadzie Związku Radzieckiego Jamał był pierwszą poważną inwestycją rurociągową podjętą przez nowo utworzoną spółkę Gazprom. Budowę rozpoczęto w połowie lat 90-tych od doprowadzenia gazu do terytorium Polski. Podczas budowy główną przeszkodą okazały się skomplikowane negocjacje z właścicielami ziemi i rolnikami w Polsce i na Białorusi, które spowodowały znaczne opóźnienia. Operatorem rurociągu jest rosyjsko-polska spółka typu joint venture, utworzona przez Gazprom, państwową spółkę Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) oraz Gas-Trading S.A., w której Gazprom i PGNiG mają po 48% udziałów, a Gas-Trading S.A. 4%.

2.2.4 1995–2000: Badania North Transgas Oy (NTG) – narodziny projektu Nord Stream

Projekt NTG: Definicja i udziałowcy

Zadaniem utworzonej w 1997 roku firmy North Transgas Oy było przeprowadzenie gruntownej analizy (1) dostaw gazu do krajów nordyckich oraz (2) wykorzystania krajów nordyckich jako regionu tranzytowego do przesyłu gazu do Europy Zachodniej i Środkowej. Z kolei Bruksela,

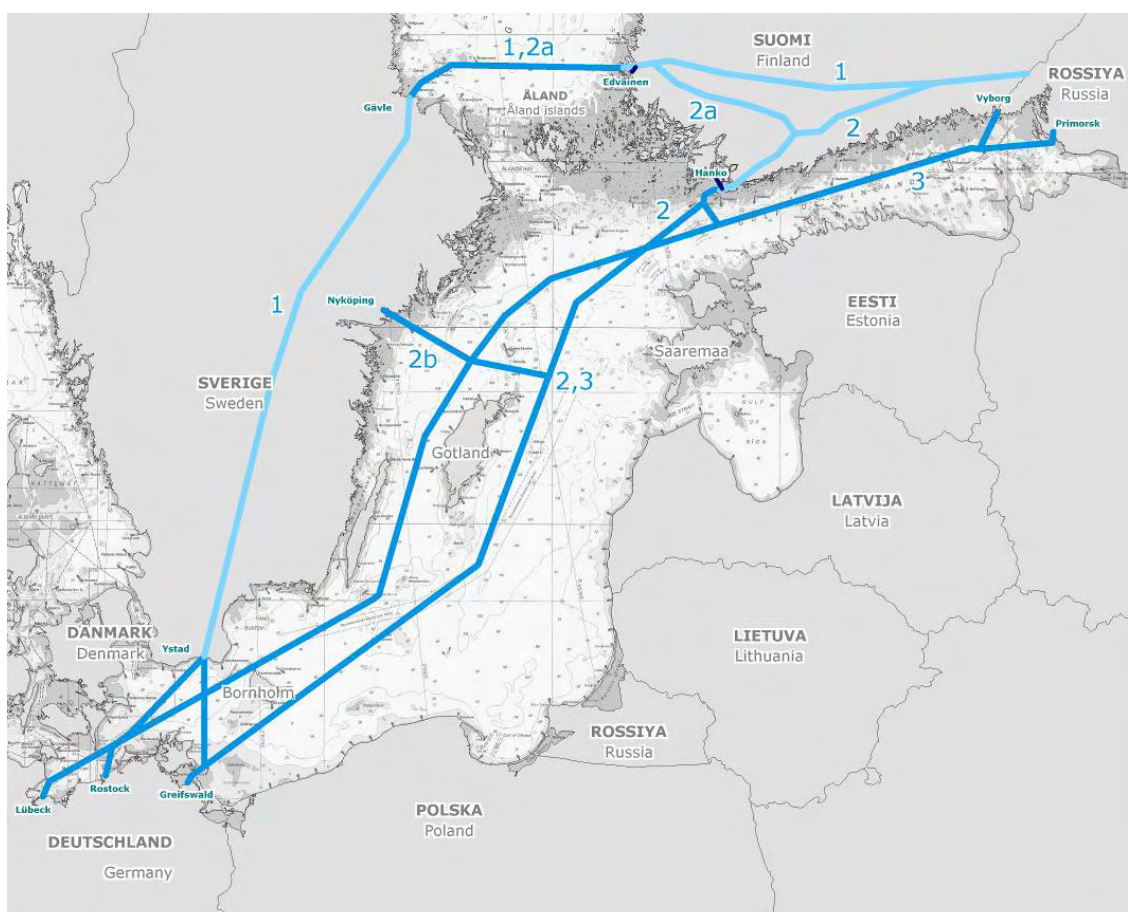
mając na uwadze perspektywę europejską, pragnęła zintegrować z systemem gazowniczym UE Finlandię i Szwecję, które wstąpiły do Unii w 1995 roku.

W tym czasie projekt NTG był traktowany jako analiza wzorcowa, ponieważ zawierał bardzo ambitne i szczegółowe studium wykonalności, z wyższym budżetem (ponad 20 mln dolarów) niż podobne projekty w Europie. Udziałowcami NTG były spółki Gazprom i Fortum Oil and Gas Oy; ta druga została utworzona w wyniku fuzji firm Neste i IVO w 1998 roku. Firma Neste była spółką fińską, mocno zaangażowaną w inwestycje związane z gazem ziemnym w krajach nordyckich pod koniec lat 90-tych. Brała ona udział w projekcie studium Nordyckiej Sieci Gazowej (NGG) oraz w projektach rozpoczętych przez Nordycką Radę Ministrów, międzyrządowe forum współpracy pomiędzy Danią, Szwecją, Finlandią, Norwegią i Islandią, mające na celu integrację systemów gazowych tych krajów. Spółka IVO, której pełna nazwa brzmi Imatran Voima Oy, była największym w Finlandii dostawcą mediów. Spółka NTG miała siedzibę w Helsinkach, gdzie prowadzona była większość praktycznych prac nad studium wykonalności.

Studium wykonalności: Zakres

Analiza NTG była wykonywana w 1998 roku. W celu określenia jednej lub kilku tras gazociągu przeprowadzono szeroko zakrojone badania rozpoznawcze, obejmujące około 3900 km Morza Bałtyckiego, Zatoki Fińskiej i Zatoki Botnickiej. Do badań laboratoryjnych pobrano ponad 100 próbek geologicznych z dna morskiego. Badano trzy różne warianty trasy oraz szesnaście miejsc wyjścia na ląd. Zbadano trasy gazociągu zarówno na wschód, jak i na zachód od wysp Gotlandia i Bornholm. Trzy główne warianty trasy gazociągu, obejmujące alternatywne miejsca wyjścia na ląd, były następujące:

- Wariant 1: Drogą lądową przez terytorium Finlandii i Szwecji, w tym odcinek morski na północ od Wysp Alandzkich
- Wariant 2: Drogą lądową na terytorium Finlandii. Odgałęzienie do Szwecji na północ od Wysp Alandzkich (alt. 2a) lub na północ od Gotlandii (alt. 2b)
- Wariant 3: Trasa całkowicie podmorska, wraz z odgałęzieniami do Finlandii i Szwecji, odpowiednio do Hanko i Nyköping



Rys 2.2 Warianty trasy rurociągu rozpatrywane w studium wykonalności NTG w 1998 roku

Wszystkie warianty trasy obejmowały jako wariant podstawowy wyjście gazociągu na ląd w Greifswaldzie, chociaż przeanalizowano i poddano ocenie również trasy alternatywne do Lubeki i Rostocku. Oprócz tego krótko brano pod uwagę alternatywny punkt wyjścia na ląd na wyspie Uznam (na wschód od Zatoki Greifswaldzkiej), ale zaniechano go przed rozpoczęciem kampanii badawczej ze względu na wymagania techniczne oraz intensywne alternatywne wykorzystanie tego obszaru, np. w turystyce.

Zważywszy, że kraje bałtyckie oraz Polska nie wchodziły w zakres NTG, wszystkie wybrane warianty łączyłyby Rosję z Finlandią, Szwecją i Niemcami. Przewidywana ilość przesyłanego gazu wynosiłaby od 21,6 do 35,5 mld m³ rocznie. W ten sposób oba kraje skandynawskie, które weszły do UE w 1995 roku, byłyby w pełni zintegrowane z systemem gazowniczym Unii. Studium obejmowało możliwość przepływu gazu w kierunku odwrotnym (z Niemiec do Skandynawii) w przypadku problemów z dostawami z Rosji, z wykorzystaniem niemieckiej infrastruktury dostaw alternatywnych z regionu Morza Śródziemnego, Bliskiego Wschodu i Morza Północnego.

Studium wykonalności: Wyniki

Po przeprowadzeniu oceny tras i określeniu ich technicznej wykonalności, spółka NTG stwierdziła w 1999 roku, że najbardziej korzystny okazał się wariant 2b przebiegu trasy (w całości przez Morze Bałtyckie). Trasa ta obejmuje odcinek lądowy na terytorium Finlandii oraz odcinek podmorski przez Morze Bałtyckie do Niemiec. W kolejnej fazie projektu odcinek lądowy na terytorium Finlandii został zastąpiony przez wariant całkowicie podmorski przez Zatokę Fińską.

Wyniki te nie zostały wykorzystane, ponieważ spółka Fortum Oil and Gas Oy zmieniła swoje priorytety, koncentrując się w większym stopniu na sektorze energetycznym i budowie nowych elektrowni atomowych w Finlandii oraz zakupie dostawców mediów w Szwecji. W związku z tym, gazociąg łączący kraje nordyckie z Europą Zachodnią i Środkową nie mieścił się już w strategii tej spółki. W konsekwencji Gazprom i rząd rosyjski zwróciły swoją uwagę na kierunek południowy. Celem wzmocnienia strategicznego partnerstwa pomiędzy obydwojema krajami, Rosja i Turcja podpisały w 1999 roku międzyrządowe porozumienie o budowie podmorskiego gazociągu Blue Stream, od czarnomorskiego wybrzeża Rosji do tureckiego miasta Samsun. Udziałowcami tej spółki joint venture, która ma w założeniu tłoczyć 16 mln m³ gazu ziemnego rocznie do Turcji i dalej do Europy Południowej i Południowo-Wschodniej, zostały spółki Gazprom i Eni S.p.A.

2.2.5 Dygresja: Morze Bałtyckie – Preferowany wariant nowej trasy dostaw surowców energetycznych w Europie

Analiza kluczowych czynników wpływających na podjęcie decyzji dotyczących gazociągów podmorskich potwierdza wynik studium wykonalności spółki NTG. Zostanie ona omówiona poniżej w krótkiej dygresji.

Czynniki ekonomiczne

Z punktu widzenia zaopatrzenia, jako punkt początkowy gazociągu w oczywisty sposób preferowane jest wybrzeże bałtyckie Rosji, z uwagi na geograficzną bliskość rozmaitych rosyjskich pól gazowych. Baza zaopatrzeniowa dla gazociągu Nord Stream obejmuje pola gazowe na Półwyspie Jamalskim, a w krótko- i średnioterminowej perspektywie pole gazowe Južno-Ruskoje. Pole Sztokman, położone na szelfie kontynentalnym, będzie stanowić źródło zaopatrzenia w przyszłości, gdy tylko rozpocznie się jego eksploatacja na dużą skalę.

Z punktu widzenia inwestora, kluczowe znaczenie ma wielkość rynku docelowego projektu. Dlatego też, jeśli chodzi o zapotrzebowanie, kraje Europy Zachodniej są atrakcyjnym rynkiem, ponieważ ich własne zasoby gazu zmniejszają się, a z drugiej strony muszą one osiągnąć cele związane z różnicami poziomów emisji gazów cieplarnianych. W celu zagwarantowania płynnego połączenia z dobrze rozwiniętą siecią gazociągów, odpowiednim punktem wejścia dla

dostaw gazu spoza UE okazały się Niemcy. Ponadto, przebieg drogą lądową przez kraje bałtyckie i Polskę nie był wariantem opłacalnym ekonomicznie. Potencjał rynkowy krajów Europy Zachodniej uważano za bardziej obiecujący. Argument ten, pomijając małą gęstość zaludnienia i duże odległości pomiędzy potencjalnymi miejskimi punktami poboru, był również zasadny dla alternatywy lądowej przez Szwecję i Finlandię.

Czynniki polityczne

W momencie wykonywania analizy, argument wielkości rynku został dodatkowo wzmocniony o aspekt polityczny.

Różne warianty trasy analizowane w studium wykonalności NTG stanowiłyby jedyne możliwe bezpośrednie połączenie pomiędzy Rosją a Unią Europejską, łączyłyby one ogromne rosyjskie zasoby gazu ze znaczną grupą potencjalnych klientów, jaką stanowiło ponad 300 milionów mieszkańców Unii Europejskiej w granicach z 1998 roku. W porównaniu do trasy lądowej przez Polskę i kraje bałtyckie, sytuacja prawna w krajach Unii była bardziej przewidywalna i stabilna. Mimo że projekty inwestycyjne wynikają z decyzji ekonomicznych, wsparcie polityczne również może być ważnym czynnikiem. Podczas gdy ówczesne kraje kandydackie z Europy Środkowej i Wschodniej pragnęły zmniejszyć zależność od gazu z Rosji i zdywersyfikować swoje dostawy źródeł energii, kraje Europy Zachodniej stanęły w obliczu zwiększonego zapotrzebowania i koncentrowały się na bezpieczeństwie dostaw surowców energetycznych.

Aspekty finansowe

Pod koniec lat 90-tych Rosja wciąż była jednym z krajów otrzymujących pomoc od Międzynarodowego Funduszu Walutowego i w związku z tym nie była w stanie finansować projektu o takich rozmiarach. Dlatego też wstępne dyskusje dotyczące tras przebiegu, w tym odcinków lądowych przez Finlandię lub Szwecję, były częściowo uzasadnione wymogami finansowania. Trasy alternatywne przez kraje będące w sferze wpływów byłego ZSRR nie były wariantem brany pod uwagę ze względu na brak środków finansowych, a także z innych przyczyn. Późniejsze ożywienie gospodarcze w Rosji, charakteryzujące się gwałtownie rosnącymi ratingami bankowymi oraz szybko zwyżkującymi cenami energii na całym świecie, umożliwiło w końcu bezpośrednie połączenie Rosji z Europą Zachodnią i Środkową.

Analiza kosztów – wstępna analiza dokumentacji

Celem uzupełnienia argumentacji ekonomicznej zasadne wydaje się porównanie kosztów pomiędzy wariantami lądowymi i morskimi. Spółka Nord Stream opracowała studium wykonalności, obejmujące porównanie lądowych projektów Amber⁽¹⁾ i Jamał–Europa z projektem podmorskim Nord Stream. Obiektywne porównanie kosztów musi wziąć pod uwagę

(1) Tak zwany rurociąg Amber to projekt proponowanego rurociągu gazu ziemnego, łączący Rosję z rurociągiem Jamał–Europa, przechodzącym przez Łotwę, Litwę i Polskę.

system rurociągów upstream, łączący węzły docelowe z węzłami dystrybucyjnymi istniejących sieci rurociągów. Dlatego też studium opiera się na modelu, w którym węzły zasilania w Jamburgu dla pól gazonośnych Syberii Zachodniej oraz w Murmańsku dla pola Sztokman będą połączone z węzłami dystrybucyjnymi niemieckiego systemu rurociągów Achim w Dolnej Saksonii i Olbernhau w Saksonii. Analizę taką należy ponadto przeprowadzić dla porównywalnych zdolności przesyłowych. W konsekwencji, docelowa zdolność przesyłowa rurociągu Nord Stream, wynosząca dla dwóch oddzielnych nitek 55 mld m³, została porównana z dwiema nitkami rurociągu Amber, o zakładanej zdolności przesyłowej 27,5 mld m³ każda, co daje w sumie 55 mld m³. Projekt Nord Stream został również porównany z jednym rurociągiem Amber oraz z rurociągiem Jamał–Europa. Tu ponownie założono zdolność przesyłową pojedynczego rurociągu w wysokości 27,5 mld m³. Daje to łączną zdolność przesyłową 55 mld m³. Wreszcie porównanie kosztów bierze pod uwagę równoważne ciśnienia projektowe, umożliwiające przesył gazu ziemnego odpowiednio rurociągiem lądowym i podmorskim. Wymienione wyżej założenia uwzględnione zostały w trzech scenariuszach wybranych do analizy:

- Scenariusz nr 1 obejmuje rurociąg Nord Stream, złożony z dwóch oddzielnych nitek, łączących węzły zasilania w Rosji z węzłami dystrybucyjnymi w Niemczech
- Scenariusz nr 2 dotyczy modelu dwóch nitek rurociągu Amber, włącznie z wyżej wymienionymi połączeniami
- Scenariusz nr 3 jest kombinacją jednej nitki rurociągu Amber oraz jednej nitki rurociągu Jamał–Europa, włącznie z wymienionymi wyżej połączeniami

Z analizy wynika, że rurociąg Nord Stream jest krótszy niż rurociąg Amber lub Jamał–Europa oraz że zapotrzebowanie mocy stacji kompresorowych w przypadku trasy podmorskiej jest znacznie niższe. Mniejsza liczba stacji kompresorowych oznacza mniejsze zapotrzebowanie na gaz jako paliwo, co w konsekwencji obniża koszty eksploatacji. Prowadzi to do ogólnych oszczędności kosztów rurociągu Nord Stream, mierzonych obecną wartością kosztów całkowitych.

Obliczenia kosztów opierają się na różnych założeniach. Ze względu na różnice w rozważanych połączeniach do węzłów zasilania i dystrybucji, zakładany budżet, średnice rurociągów oraz parametry techniczne takie jak ciśnienie robocze i grubość ścianek, wyliczone oszczędności kosztów dla rurociągu Nord Stream – przy założonej długości cyklu życia wynoszącej 25 lat – były większe niż dla rurociągu Amber. Zgodnie z cyklem życia projektu rurociągu Nord Stream, szacowany okres do likwidacji wynosił około 50 lat. W związku z tym ogólne oszczędności kosztów dla rurociągu Nord Stream nabierają jeszcze większego znaczenia.

Porównując nordyckie lądowe alternatywy, trasa przez Finlandię i Szwecję będzie charakteryzowała się wyższymi kosztami kapitałowymi ze względu na większą długość – 1 400 km po lądzie, w porównaniu z długością 1 220 km trasy podmorskiej.

Orientacja na ochronę środowiska

Z punktu widzenia ochrony środowiska, ważny wpływ na kwestie energetyczne miał protokół z Kioto, podpisany w 1997 roku. Zastąpienie węgla w Niemczech, Wielkiej Brytanii oraz w innych krajach Europy gazem ziemnym z rurociągu przyczyni się więc do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla, z czym zgodziły się strony tego traktatu, w tym kraje Unii Europejskiej. Ponadto, rurociąg podmorski przez Morze Bałtyckie będzie wytwarzał mniej dwutlenku węgla niż rurociąg prowadzony trasą lądową przez Europę Zachodnią i Środkową. Wiąże się to z większą sprawnością rurociągu, wynikającą z wyższego ciśnienia roboczego.

Jeżeli chodzi o zrównoważony rozwój, przybliżone porównanie potencjalnych oddziaływań środowiskowych wykazało, że każdy z wariantów lądowych wywierałby większy wpływ na środowisko naturalne. Wynika to po pierwsze z tego, że w przypadku tras lądowych niezbędny jest korytarz o szerokości 40 m, jak również z różnego tempa układania rurociągu. Tak więc zakładana szybkość układania rurociągu podmorskiego wyniesie od 2,5 do 3 km dziennie, podczas gdy wariant lądowy realizowany byłby w znacznie wolniejszym tempie. W konsekwencji oddziaływanie na środowisko jest silniejsze. Po drugie, warunki geograficzne dla różnych tras przebiegu wyraźnie działają na korzyść wariantu podmorskiego. Trasy lądowe przez kraje nordyckie, jak również przez korytarz polskiej strefy Morza Bałtyckiego, wiązałyby się ze skomplikowanymi przejściami przez jeziora i rzeki i przekraczałyby inne obszary wrażliwe z punktu widzenia ochrony środowiska. I tak, przewidywane pierwotnie dwa odcinki lądowe w Finlandii o długości około 328 km (alternatywa 1, patrz Rysunek 2.2) i 391 km (alternatywa 2, patrz Rysunek 2.2) musiałyby krzyżować się z rzeką Kymijoki. W pobliżu miejscowości Edväinen, jednego z planowanych odcinków wyjścia na ląd w Finlandii, należałoby przekroczyć obszary wrażliwe z punktu widzenia ochrony środowiska. Ewentualne miejsce wyjścia na ląd na północ od miasta Hanko musiałoby prowadzić do wykonania skomplikowanych przejść przez zatokę Pohjanpitäjänlahti. Odcinek szwedzki o długości około 654 kilometrów musiałby napotkać na przejścia przez dwa duże jeziora i ważną dla środowiska naturalnego dolinę Fyledalen. Ponadto warunki dna morskiego w pobliżu fińskiego miasta Hanko są skomplikowane i musiałoby prowadzić do rozległych prac ingerujących w środowisko naturalne.

Trasa prowadząca przez kraje bałtyckie i Polskę również musiałaby przechodzić przez różne obszary ważne dla środowiska naturalnego. W północno-wschodniej części Polski znajduje się wiele parków narodowych. We wszystkich z nich występuje duża różnorodność ptaków oraz innych zwierząt. Należy tu wymienić Wigierski, Biebrzański i Narwiański Park Narodowy. Ponadto, na obszarach położonych blisko granicy z Obwodem Kaliningradzkim i Litwą znajdują się liczne duże i małe jeziora oraz tereny podmokłe. Dwa największe jeziora to Śniardwy i Mamry, połączone małymi rzekami, kanałami i jeziorami. W okolicy tych jezior i parków narodowych ważnym źródłem dochodu są turystyka i rekreacja. Wreszcie obszar na południe od granicy Obwodu Kaliningradzkiego charakteryzuje się zachowaną w prawie niezmiennym kształcie mieszaniną pól uprawnych, lasów, terenów podmokłych i rzek.

Kompleksowe porównanie środowiskowe wymagałoby pełnej oceny oddziaływania ewentualnych tras lądowych, która nie jest objęta zakresem projektu Nord Stream i nie została przeprowadzona przez zainteresowane państwa członkowskie Unii. Jak wykażemy dalej w niniejszym rozdziale, nigdy nie wnioskowano o fundusze unijne, które miałyby zostać przeznaczone na ten cel⁽¹⁾.

2.2.6 2001–2005: Gazprom przejmuje inicjatywę – przekształcenie NTG w spółkę North European Gas Pipeline

W latach 2001 - 2005 działania zamiast fińskiej spółki Fortum podjął rosyjski Gazprom. Gazprom rozszerzył współpracę z niemiecką spółką gazowniczą Ruhrgas, która została później przejęta przez E.ON AG, a w końcu w 2004 roku zmieniła nazwę na E.ON Ruhrgas AG oraz z Winterhall – niemieckim producentem gazu i podmiotem zależnym spółki BASF. Ponieważ spółka Fortum Oil and Gas Oy zmieniła swą strategię biznesową, Gazprom zakupił w 2005 roku 50 procent udziałów spółki Fortum w NTG.

Orientacja na nowe rynki i unowocześnienie technologii – Wydarzenia sprzyjają trasie przez Morze Bałtyckie

Projekt zmienił nazwę na Rurociąg Północnoeuropejski (NEGP). Kolejnymi rynkami docelowymi stały się Dania i Holandia. Wskutek zmniejszenia produkcji gazu w Wielkiej Brytanii, rynek brytyjski stał się w większym stopniu przedmiotem zainteresowania i dokonane zostały analizy wariantów trasy zaopatrzeniowej z Rosji przez Danię do Wielkiej Brytanii. Firmy gazownicze z Wielkiej Brytanii rozpatrywały inne alternatywne źródła dostaw – oprócz Rosji analizowano wariant norweski oraz dostawy gazu skroplonego. Dzięki geograficznej bliskości punktu początkowego rurociągu wobec rosyjskich pól gazowniczych, projekt NEGP zwiększyłby stopień dywersyfikacji dostaw gazu do Unii. Z technologicznego punktu widzenia, postęp technologiczny w zakresie wysokociśnieniowych i długodystansowych rurociągów o dużej średnicy dokonał się głównie w Norwegii, skąd trafił do Europy kontynentalnej i Wielkiej Brytanii, a także na Bliski Wschód. Kamień milowy, jakim była budowa gazociągu Bluestream na głębokości do 2150 m, utorował również drogę nowej generacji zaawansowanych technologicznie projektów podmorskich.

Dla wariantu przez Morze Bałtyckie przewidywano zdolność przesyłową 19,2 mld m³ rocznie gazociągiem o średnicy od 42 do 48 cali i ciśnieniu roboczym odpowiednio 220 i 160 barów.

Ostatecznie podjęto decyzję o budowie rurociągu Langeled z norweskiego pola Ormen Lange do Wielkiej Brytanii oraz innych połączeń podmorskich z Norwegii do wybrzeży brytyjskich. Ponadto, omawiano plany rozwoju pola gazowego Shtokman jako bazy surowcowej do

(1) Patrz Rozdział 2.2.7

produkcji gazu skroplonego z przeznaczeniem na rynki pozaeuropejskie. W celu dywersyfikacji dostaw gazu na rynek brytyjski zlecono budowę nowego gazociągu z Holandii do Wielkiej Brytanii, o nazwie Balgzand Bacton Line (BBL), wzdłuż prawie tej samej trasy, co trasa poddawana ocenie w ramach NEGP. W związku z tym nie było potrzeby budowy bezpośredniego rurociągu z Rosji do Wielkiej Brytanii, ponieważ gazociąg BBL mógł być wykorzystywany do obsługi tego rynku przez Niemcy i Holandię. Ponadto, dodatkową zaletą okazała się możliwość wykorzystania pośrednich zbiorników magazynowych w Niemczech.

Podsumowując, orędownicy połączenia Norwegia-Wielka Brytania, firmy Statoil i Hydro, jak również główni propagatorzy gazociągu BBL, holenderska spółka energetyczna Gasunie i belgijska spółka gazownicza Fluxys, przyczynili się w sposób pośredni, ale istotny, do obecnego kształtu projektu Nord Stream.

Dalsze postępy i rozwój planowania

Trasa rurociągu była kilka razy optymalizowana. W 2004 roku rosyjskiej spółce PeterGaz, zajmującej się inżynierią i ochroną środowiska, zalecono ponowne zbadanie podmorskiego odcinka Morza Bałtyckiego. Celem badania było w pierwszej kolejności dokonanie dokładnego przeglądu danych uzyskanych od spółki NTG, znajdujących się w domenie publicznej oraz dostępnych w obrocie handlowym. W drugiej kolejności określono preferowany korytarz badań. Stanowił on podstawę szczegółowych badań geofizycznych Morza Bałtyckiego, przeprowadzonych w 2005 roku. Badania te doprowadziły do ustalenia przebiegu trasy będącego przedmiotem dalszej oceny oraz czynności projektowych. Wybrany przebieg został uznany za odpowiedni dla celów realizacji zadań z zakresu inżynierii koncepcyjnej i przyjęty jako wariant podstawowy dla dalszych działań rozwojowych.

Jednocześnie w trakcie studiów koncepcyjnych zidentyfikowano dalsze możliwości optymalizacji, mogące dodatkowo ograniczyć potencjalne oddziaływania i zagrożenia dla środowiska. Następnie przeprojektowano trasę i ustalono jej nowy referencyjny przebieg w celu przeprowadzenia badań wizualnych, które wykonano w 2006 roku z użyciem pojazdów zdalnie sterowanych.

Badany korytarz trasy biegnie od Zatoki Portowaja w pobliżu rosyjskiego miasta Wyborg w obwodzie leningradzkim do miejscowości Lubmin koło Greifswaldu w niemieckim landzie Meklemburgia-Pomorze Przednie, o długości około 1200 km, z odnogą do Szwecji.

2.2.7 Utworzenie spółki Nord Stream

Podpisanie umów, utworzenie biur

Podstawowa umowa na budowę gazociągu została ostatecznie podpisana we wrześniu 2005 roku. Dwa miesiące później utworzono i zarejestrowano spółkę North European Gas Pipeline

Company z siedzibą w mieście Zug w Szwajcarii. Jej udziały były początkowo rozdzielone pomiędzy spółki Gazprom (51%), E.ON Ruhrgas AG (24,5%) i BASF/Wintershall Holding AG (24,5%)⁽¹⁾. W październiku 2006 roku spółka została przemianowana na Nord Stream AG. Ostateczna umowa między udziałowcami na budowę gazociągu Nord Stream z Rosji do Niemiec przez Morze Bałtyckie została podpisana w lipcu 2007 roku i - ze względu na brak zapotrzebowania na tym rynku - nie obejmowała odnogi do Szwecji. W czerwcu 2008 roku spółka Gasunie Infrastruktur AG przejęła 4,5% udziałów od każdego z udziałowców niemieckich, stając się właścicielem 9% udziałów. Włączenie firmy holenderskiej gwarantowało uruchomienie gazociągu BBL jako dalszego połączenia do przesyłu gazu przez spółkę Nord Stream do Wielkiej Brytanii.

Wybór trasy dowodzi jej aktualności

Umowy przewidywały dwie nitki gazociągu, co zapewnia roczną zdolność przesyłową 55 mld m³ oraz większą elastyczność kontroli i konserwacji. Powodem zwiększenia zdolności przesyłowych były naciski ze strony krajów Unii na zmniejszenie emisji dwutlenku węgla poprzez zastąpienie węgla gazem ziemnym. Argumentacja po stronie dostawców zyskała na wiarygodności z chwilą uzgodnienia wspólnej rozbudowy pola gazowego Južno-Russkoje.

Jeżeli chodzi o zapotrzebowanie, projekt stał się jeszcze bardziej atrakcyjny, gdy ustalono, że spółki przesyłowe OPAL NEL TRANSPORT GmbH („ONTG”) i E.ON Ruhrgas Anbindungsleitungs GmbH („ERNA”) dwóch niemieckich udziałowców E.ON i BASF będą odpowiedzialne za dwie wielkośrednicowe nitki lądowe, odpowiednio do Achim-Rehden oraz granicy niemiecko-czeskiej w pobliżu Olbernhau, łączące rurociąg upstream Nord Stream z europejską siecią gazociągów. W konsekwencji gazociąg może zaopatrywać Danię, Holandię, Wielką Brytanię, Belgię, Francję, Polskę, Czechy oraz inne kraje. Ta ogólnoeuropejska perspektywa znajduje odzwierciedlenie w decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej o uznaniu projektu rurociągu za projekt leżący w interesie Europy⁽²⁾ w ramach transeuropejskich sieci energetycznych (TEN-E). Zdaniem Komisarza UE ds. Polityki Energetycznej Andrisa Piebalgsa, projekty gazociągów Jamał II i Amber zostały wybrane w 2004 roku do porównawczego studium wykonalności, dla którego Komisja zamierzała przydzielić środki w wysokości 1 mln euro⁽³⁾. Ponieważ żaden z wnioskodawców nie wykazywał zainteresowania, badania nie zostały przeprowadzone. Podczas gdy dla wielu krajów Europy Zachodniej znaczenia nabiera bezpieczeństwo dostaw surowców energetycznych, w 2007 roku polskie Ministerstwo Gospodarki przyjęło wytyczne przewidujące wycofywanie się z dodatkowego importu gazu rosyjskiego do Polski i koncentrowanie się na budowie gazoportów. W przeciwieństwie, podejście UE do Moskwy wydaje się klarowne: we wrześniu 2008 roku Unia jednomyślnie potwierdziła swą chęć podtrzymywania ścisłych stosunków gospodarczych z Rosją.

(1) Aktualna struktura udziałów – patrz Rozdział 2.1.3

(2) Parlament Europejski, Decyzja Nr 1364/2006/EC z 6 września 2006.

(3) Konsultacje publiczne w dniu 29 stycznia 2008 roku.

Ulokowanie siedziby spółki Nord Stream w centrum finansowym okazało się być dalekowzroczną decyzją. Wraz z załamaniem się cen na rynku nieruchomości w USA w zimie 2007/2008, finansowanie projektu stało się większym wyzwaniem.

2.2.8 Perspektywy

Spółka Nord Stream składa aktualnie wnioski o pozwolenia do różnych organów krajowych w Niemczech, Danii, Szwecji, Finlandii i Rosji. Oprócz procesów na szczeblu krajowym, spółka Nord Stream, korzystająca z nowatorskich i sprawdzonych technologii projektowania, inżynierskich, konstrukcyjnych i konserwacyjnych dotyczących rurociągów, zamierza spełnić najwyższe standardy ustanowione przez międzynarodowe organizacje rządowe. Projekt ma odpowiadać wymogom Konwencji odnośnie oceny oddziaływania na środowisko w kontekście transgranicznym, dokumentu Europejskiej Komisji Gospodarczej ONZ (EKG ONZ). Będzie on także spełniał zasady Equator Principles, czyli przyjętego na całym świecie zespołu mierników środowiskowych i społecznych, służącym do zarządzania pokrewnymi kwestiami przy finansowaniu projektów. Mierniki te opierają się na standardach środowiskowych i społecznych określonych przez organizacje Banku Światowego: Międzynarodowy Bank Odbudowy i Rozwoju (IBRD) oraz Międzynarodową Korporację Finansową (IFC). Projekt Nord Stream urzeczywistnia udaną transformację wizjonerskiej idei, sięgającej lat 80-tych, na niezbędny kluczowy element zrównoważonych dostaw gazu dla Europy.

2.3 Uzasadnienie projektu Nord Stream: Zabezpieczenie dostaw źródeł energii dla Europy

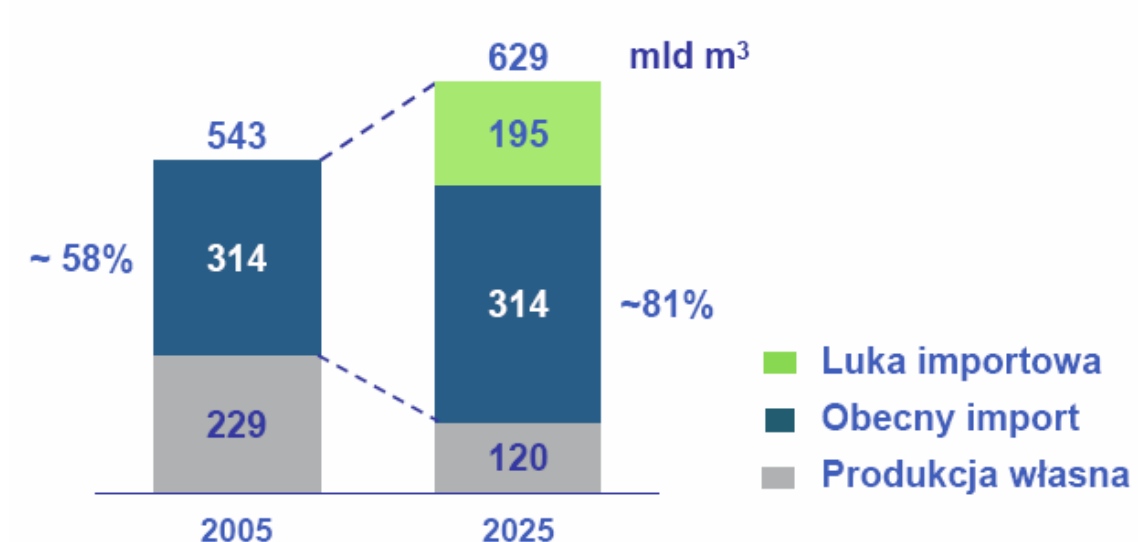
2.3.1 Celem spełnienia rosnącego zapotrzebowania na gaz ziemny w Unii niezbędne są nowe zdolności przesyłowe gazu

Większa część całkowitej energii zużywanej w Unii pochodzić będzie z importu

Oczekiwany jest ciągły wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w UE⁽¹⁾, przy jednoczesnym spadku jej własnych zdolności produkcyjnych i zasobów. W konsekwencji większa część całkowitej energii zużywanej przez kraje UE pochodzić będzie z importu. Zapotrzebowanie na import gazu ziemnego powinno wzrosnąć z 314 mld m³ rocznie, co odpowiada 58% całkowitego zapotrzebowania w 2005 roku, do 509 mld m³, co w 2025 roku będzie odpowiadać 81%

(1) Określenie „UE” obejmuje 27 państw członkowskich Unii Europejskiej.

całkowitego zapotrzebowania⁽¹⁾. Aby uniknąć niedoboru importowanego gazu, niezbędne są nowe zdolności przesyłowe w zakresie importu.



Rys 2.3 Prognoza podaży i popytu w UE (Wykres ten opiera się na założeniu, że aktualne kontrakty na dostawy zostaną przedłużone)

W następnym rozdziale

- Pokazano, dlaczego przewidywany jest dalszy wzrost zapotrzebowania UE na gaz ziemny
- Zwrócono szczególną uwagę na zmniejszenie się zasobów i zdolności produkcyjnych UE
- Przeanalizowano szczegółowo prognozę wzrostu zapotrzebowania UE na import gazu

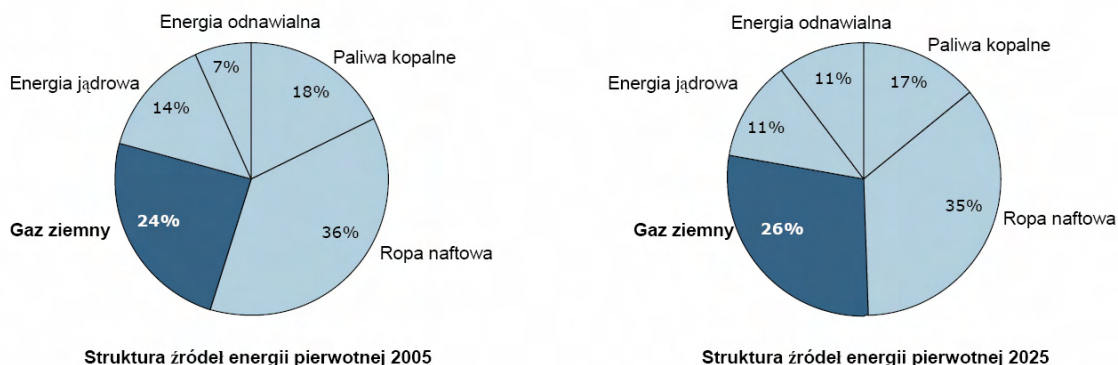
Rosnące zapotrzebowanie na gaz ziemny w UE

Gaz ziemny pokrywa jedną czwartą zużycia energii pierwotnej i stanowi istotny element zaopatrzenia Unii Europejskiej (UE) w energię. Ponadto, spodziewany jest wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w UE w tempie 0,74% rocznie – z 543 mld m³ w 2005 roku do 629 mld m³ w roku 2025⁽²⁾. Na przestrzeni tych 20 lat spodziewany udział gazu ziemnego w

(1) Na podstawie danych European Commission. 2007. European Energy and Transport – Trend to 2030. Update 2007. 96. Wielkości te opierają się na wskaźniku 10,3 kWh/m³ przy temperaturze 20°C. Źródło opiera się na założeniu ostrożnych scenariuszy kształtowania się cen ropy. Te i poniższe wielkości zostały zaokrąglone.

(2) Na podstawie danych European Commission. 2007. European Energy and Transport - Trends to 2030. Update 2007. 96.

strukturze pierwotnych źródeł energii wzrośnie z 25% do 26%⁽¹⁾, natomiast udział ropy, węgla i energii jądrowej spadnie. Prognozowany udział energii odnawialnej wzrośnie z 7% do 11%⁽²⁾.



Rys 2.4 Spodziewane kształtowanie się struktury pierwotnych źródeł energii w latach 2005–2025. Na podstawie danych „Komisja Europejska: Europejskie trendy w energetyce i transporcie...” – aktualizacja za rok 2007, s. 96

Jeżeli chodzi o wielkość łączną, dodatkowe zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie pochodziło głównie z Wielkiej Brytanii, Włoch, Niemiec, Polski i Hiszpanii⁽³⁾, odzwierciedlając między innymi stopniowe zastępowanie gazem ropy i węgla, używanych dotychczas do wytwarzania energii elektrycznej⁽⁴⁾.

Stale wzrasta również zużycie gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe. W Niemczech, Francji, Belgii, Wielkiej Brytanii, Holandii i Włoszech gospodarstwa domowe są największym lub drugim co do wielkości źródłem zapotrzebowania na gaz ziemny⁽⁵⁾. Dyrektywa Rady 2004/67/WE z 26 kwietnia 2004 roku, dotycząca środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, stanowi: „Mając na uwadze wzrost na rynku gazu ziemnego we

(1) Na podstawie danych European Commission. 2007. European Energy and Transport - Trends to 2030. Update 2007. 96.

(2) Na podstawie danych European Commission. 2007. European Energy and Transport - Trends to 2030. Update 2007. 96.

(3) Na podstawie danych European Commission. 2007. European Energy and Transport - Trends to 2030. Update 2007. Various pages.

(4) European Commission. 2007. Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply. 42.

(5) Na podstawie danych European Commission. 2007. European Energy and Transport - Trends to 2030. Update 2007.

Wspólnocie, ważne jest, aby podtrzymać bezpieczeństwo dostaw gazu, w szczególności w odniesieniu do gospodarstw domowych⁽¹⁾.

Kolejnym czynnikiem przyczyniającym się do wzrostu popytu na gaz ziemny w UE jest jego nieszkodliwość dla środowiska. Jako pierwotne źródło energii gaz posiada wyraźną przewagę nad innymi kopalnymi źródłami energii: ze względu na wyższy stosunek wodoru do węgla i czystszy proces spalania wytwarza on o 30% do 50% mniej zanieczyszczeń i gazów cieplarnianych niż węgiel lub ropa, co znacząco przyczynia się do zrównoważonego środowiskowo zaopatrzenia w energię⁽²⁾. W szczególności, biorąc pod uwagę decyzję Rady Europejskiej z marca 2007 roku w sprawie redukcji emisji gazów cieplarnianych o 20% do 2020 roku⁽³⁾, spodziewany jest dalszy wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny.

Spodziewane wykorzystanie źródeł odnawialnych w celu spełnienia zapotrzebowania na energię pierwotną wzrośnie, lecz nie na tyle, aby pokryć prognozowany niedobór dostaw gazu w UE. Mimo że znaczenie odnawialnych źródeł energii wzrośnie, do 2020 roku ich prognozowany udział w energii pierwotnej UE wzrośnie jedynie do 10%, a do 2030 roku do 12%.⁽⁴⁾ W konsekwencji, do 2030 roku i później sam gaz ziemny nie może być zastąpiony przez łączne wykorzystanie wszystkich alternatywnych pierwotnych źródeł energii.

Spadek zasobów własnych gazu ziemnego w UE

Wraz ze wzrostem zapotrzebowania na gaz ziemny w Unii Europejskiej, jej zasoby własne gazu zmniejszają się. Aktualna łączna wielkość potwierdzonych rezerw gazu ziemnego w UE (około 2,8 mld m³)⁽⁵⁾ jest stosunkowo niska w porównaniu z prognozowanym zapotrzebowaniem w 2025 roku, wynoszącym 629 mld m³ rocznie. Największe potwierdzone rezerwy w UE, wynoszące 1,25 mld m³, posiada Holandia. Wielka Brytania, wytwarzająca obecnie ok. 16% rocznej produkcji gazu ziemnego w UE, dysponuje rezerwami o wielkości zaledwie ok. 410 mld m⁶. W UE nie przewiduje się odkrycia nowych godnych uwagi złóż gazu ziemnego⁽⁷⁾.

W rezultacie samowystarczalność UE ulegnie dalszemu zmniejszeniu. Obecnie produkcja gazu ziemnego w UE pokrywa mniej więcej 42% zapotrzebowania⁽⁸⁾, a produkcja z istniejących

(1) European Council. Council Directive 2004/67/EC z 26 kwietnia 2004.

(2) http://www.umwelt.niedersachsen.de/master/C24188911_N23067576_L20_D0_I598.html (stan z dnia 26 października 2007 roku).

(3) http://ec.europa.eu/environment/etap/agenda_en.htm#4 (stan z dnia 19 października 2007 roku).

(4) European Commission. 2007. European Energy and Transport - Trends to 2030. Update 2007. 96.

(5) BP. June 2008. Statistical Review of World Energy. 22.

(6) BP. June 2008. Statistical Review of World Energy. 22.

(7) European Commission. 2007. European Energy and Transport - Trends to 2030. Update 2007. 74.

(8) Na podstawie danych European Commission. 2007. European Energy and Transport - Trends to 2030. Update 2007. 96.

rezerw gazu ziemnego w UE spadnie z około 229 mld m³ rocznie w 2005 roku do jedynie 120 mld m³ rocznie w roku 2025⁽¹⁾.

Przy spadku produkcji i wzroście zapotrzebowania w nadchodzących dziesięcioleciach, Rada UE widzi potrzebę zmobilizowania „znaczących dodatkowych ilości gazu”⁽²⁾. W celu skompensowania pojawiającego się niedoboru dostaw gazu ziemnego w UE konieczne będą nowe zdolności przesyłowe w zakresie importu.

Konieczność nowych zdolności przesyłowych w zakresie importu gazu ziemnego do UE

W rezultacie zmniejszenia się własnych zdolności produkcyjnych i rezerw UE, w połączeniu ze wzrostem zapotrzebowania na gaz ziemny, spodziewane zapotrzebowanie na import gazu ziemnego wzrośnie z 314 mld m³ rocznie w 2005 roku do 509 mld m³ rocznie w roku 2025. Stąd też, aby uniknąć niedoboru importowanego gazu, niezbędne są nowe zdolności przesyłowe w zakresie importu.

Obecnie Europa otrzymuje gaz ziemny z trzech źródeł: Największą część zapewnia Rosja, a następnie Norwegia i Algieria⁽³⁾. Przy wyborze przyszłych źródeł importu ważnym czynnikiem będzie wielkość zasobów, jak również geograficzna bliskość UE oraz długookresowa niezawodność dostaw. Okazuje się, że Rosja łączy wszystkie te zalety.

2.3.2 Strategiczne znaczenie Rosji jako dostawcy gazu ziemnego

Trzy czynniki decydują o tym, że Rosja może mieć znaczący wkład w przyszłe bezpieczeństwo UE w zakresie dostaw: (a) Rosja posiada największe potwierdzone zasoby gazu ziemnego na świecie, (b) jest położona geograficznie blisko UE oraz (c) może odgrywać rolę niezawodnego dostawcy gazu ziemnego dla klientów w UE przez ponad 35 lat.

(a) Rosja posiada największe na świecie zasoby gazu ziemnego

Obecna struktura importu z krajów produkujących gaz ziemny zmieni się na korzyść regionów o zasobach dostępnych przez dłuższy czas. Dlatego też przy wyborze przyszłych źródeł dostaw ważnym czynnikiem będzie wielkość zasobów. Znane światowe zasoby gazu są ulokowane w trzech głównych regionach:

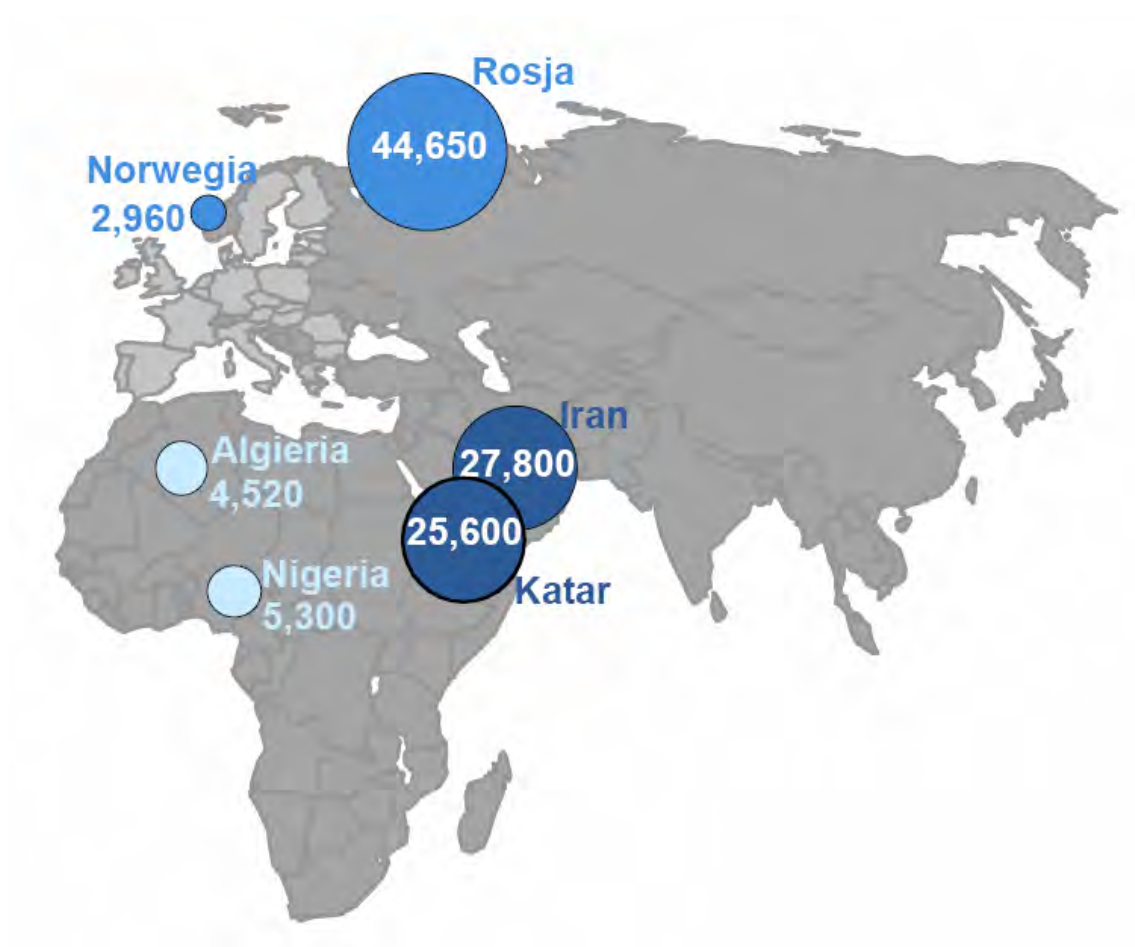
(1) Na podstawie danych European Commission. 2007. European Energy and Transport - Trends to 2030. Update 2007. 96.

(2) European Council. Council Directive 2004/67/EC of 26 April 2004.

(3) Eurostat. 2007. Eurostat Statistical Books - Gas and Electricity Market Statistics. 56.

- Europa i Eurazja: około 33,5% (Rosja: 25,2%; Norwegia: 1,7%)
- Bliski Wschód: 41,3% (Iran: 15,7%, Katar: 14,4%)
- Afryka: 8,2% (Nigeria: 3,0%, Algieria: 2,5%)⁽¹⁾

Pozostałe 17% ogólnoświatowych rezerw gazu rozdzielonych jest na niewielkie ilości w różnych regionach.



Rys. 2.5 Przegląd potwierdzonych złóż gazu ziemnego: Rosja, Norwegia, Iran, Katar, Nigeria, Algieria. Na podstawie danych: BP Statistical Review of World Energy, czerwiec 2008 rok

(1) BP. June 2008. Statistical Review of World Energy. 22. W źródle tym podano również szczegółową definicję regionów.

W każdym spośród trzech wymienionych regionów UE utrzymuje **główne relacje dostawy** z tymi krajami, które posiadają największe lub drugie pod względem wielkości zasobów gazu: **Algierią, Katar, Norwegią i Rosją**. UE nie utrzymuje relacji dostawy z Iranem.

Algieria posiada obecnie zasoby gazu ziemnego o wielkości 4 520 mld m³⁽¹⁾ i jest położona w pobliżu europejskich krajów basenu Morza Śródziemnego. Istnieją plany zwiększenia eksportu, wynoszącego obecnie 65 mld m³ rocznie, do poziomu 115 mld m³ rocznie w 2015 roku⁽²⁾.

Katar posiada zasoby gazu ziemnego o wielkości 25 600 mld m³, trzecie największe na świecie po Rosji i Iranie⁽³⁾. Ze względu na dużą odległość do rynków docelowych, gaz eksportowany jest głównie drogą morską w postaci skroplonej. Wysiłki mające na celu rozszerzenie eksportu gazu skroplonego z Kataru ukierunkowane są przede wszystkim na rynki Japonii i Korei Południowej. Export niewielkich ilości do UE rozpoczęto w 2000 roku. W budowie było wtedy kilka inwestycji mających na celu zwiększenie eksportu gazu skroplonego na rynki Ameryki Północnej i Europy. Jednak w grudniu 2006 roku niektóre dostawy zakontraktowane pierwotnie przez nabywcę z Ameryki Północnej zostały sprzedane klientowi z obszaru Pacyfiku⁽⁴⁾, co świadczyło o elastyczności umów eksportowych na dostawy gazu skroplonego. Obecnie jednak oficjalne moratorium wstrzymało wszelkie dalsze inwestycje w zakresie produkcji gazu ziemnego. Dlatego też możliwości zwiększenia zdolności produkcyjnych gazu skroplonego przez Katar w perspektywie krótko- lub średnioterminowej są niepewne.

Norwegia⁽⁵⁾, posiadająca 2 960 mld m³ rezerw będzie nadal odgrywać ważną rolę w dostawach gazu ziemnego do UE w perspektywie krótko- i średnioterminowej. Jednakże eksport gazu z Norwegii najprawdopodobniej osiągnie w 2020 roku poziom szczytowy, wynoszący 150 miliardów m³ rocznie. Do 2025 roku eksport gazu ziemnego przez Norwęgę osiągnie najprawdopodobniej jedynie 120 mld m³ rocznie⁽⁶⁾. Odpowiada to 19% zapotrzebowania UE na dostawy gazu ziemnego w 2025 roku.

Rosja, posiadająca rezerwy gazu ziemnego o wielkości 44 650 mld m³, kontroluje 25,2% znanych obecnie światowych zasobów tego surowca⁽⁷⁾. Ich koncentracja geograficzna również ułatwia rozwój tej gałęzi przemysłu, ponieważ 90% aktualnego wydobycia ma miejsce na Syberii Zachodniej. W przyszłości wydobycie zostanie zwiększone o podmorskie pole Sztokman na

(1) BP. June 2008. Statistical Review of World Energy. 22.

(2) <http://algerien.ahk.de/index.php?id=landesinfos>, stan z dnia 4 sierpnia 2008 roku.

(3) BP. June 2008. Statistical Review of World Energy. 22.

(4) Energy Information Administration. 2007. International Energy Outlook. 41-42.

(5) BP. June 2008. Statistical Review of World Energy. 22. Uwaga: Norweskie zasoby gazu ziemnego nie są częścią zasobów UE.

(6) German Ministry for the Economy. Wrzesień 2007. Monitoring-Bericht des BMWi nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas. 17.

(7) BP. June 2008. Statistical Review of World Energy. 22.

Morzu Barentsa oraz kilka pól morskich na Morzu Karskim. Potwierdzone zasoby gazu ziemnego na polu Sztokman wynoszą 3 700 mld m³ gazu, skoncentrowanego na jednym polu. Mają one tę zaletę, że są zlokalizowane blisko UE.

Ewentualny wzrost eksportu gazu z Norwegii, Algierii i Kataru nie wystarcza na pokrycie średnio- i długofalowego wzrostu zapotrzebowania UE na import. Ten potencjalny niedobór dodatkowo zwiększa znaczenie rozwoju infrastruktury umożliwiającej przesył dużych ilości gazu ziemnego z Rosji do UE.

(b) Bliskość Rosji do UE

W poszczególnych krajach UE źródła importu gazu ziemnego znacznie się różnią, przy czym elementem decydującym jest bliskość geograficzna. Kraje takie jak Niemcy, Francja, Belgia i Wielka Brytania pozyskują gaz ziemny głównie z Rosji i Norwegii, natomiast większość gazu importowanego do Włoch i Hiszpanii pochodzi z Algierii. Bliskość geograficzna będzie istotnym czynnikiem przy wyborze przyszłych źródeł importu. Oprócz wyjątkowej bazy zasobowej, Rosję korzystnie wyróżnia bliskość geograficzna wobec rynku europejskiego. Pole Sztokman w sposób szczególny przyczyni się do przyszłego bezpieczeństwa dostaw gazu do UE.

(c) Rosja odgrywa rolę długotrwałego i niezawodnego dostawcy dla odbiorców gazu ziemnego w UE

UE utrzymuje z Rosją wzajemnie korzystne kontakty w zakresie dostaw od ponad 35 lat. Spółki z obszaru UE kupują około 80% gazu ziemnego eksportowanego przez Rosję⁽¹⁾. Rezerwy rosyjskie mają duże znaczenie dla przyszłego bezpieczeństwa dostaw tego surowca do UE. Górnictwo naftowe i gazownictwo są głównymi sektorami rosyjskiej gospodarki, odpowiadającym za dwie trzecie wpływów z eksportu w 2007 roku. Dochody z eksportu gazu mają kluczowe znaczenie dla budżetu rosyjskiego. Komisja Europejska zwraca uwagę na wyraźną wzajemną zależność między UE i Rosją w zakresie partnerstwa energetycznego oraz na obopólną korzyść, wynikającą z większego dostępu Rosji do rynku gazu ziemnego w UE⁽²⁾.

Ponadto firma eksportująca jest zobowiązana do dostarczania dodatkowych ilości gazu ziemnego. Rosyjska spółka energetyczna Gazprom uzgodniła już w formie umów dostarczenie rocznie dodatkowych 21 mld m³ gazu ziemnego do różnych odbiorców za pośrednictwem gazociągu Nord Stream. Kontrakty te świadczą o tym, że plany Gazpromu dotyczące eksportu gazu przez nową trasę dostaw odpowiadają długoterminowemu zapotrzebowaniu na gaz ziemny, prognozowanemu przez zainteresowane europejskie spółki energetyczne. Rurociąg Nord Stream jest zatem projektem priorytetowym, zarówno dla Gazpromu (dostawcy) jak i dla nabywców europejskich.

(1) Obliczenia oparte na danych BP. June 2008. Statistical Review of World Energy. 30.

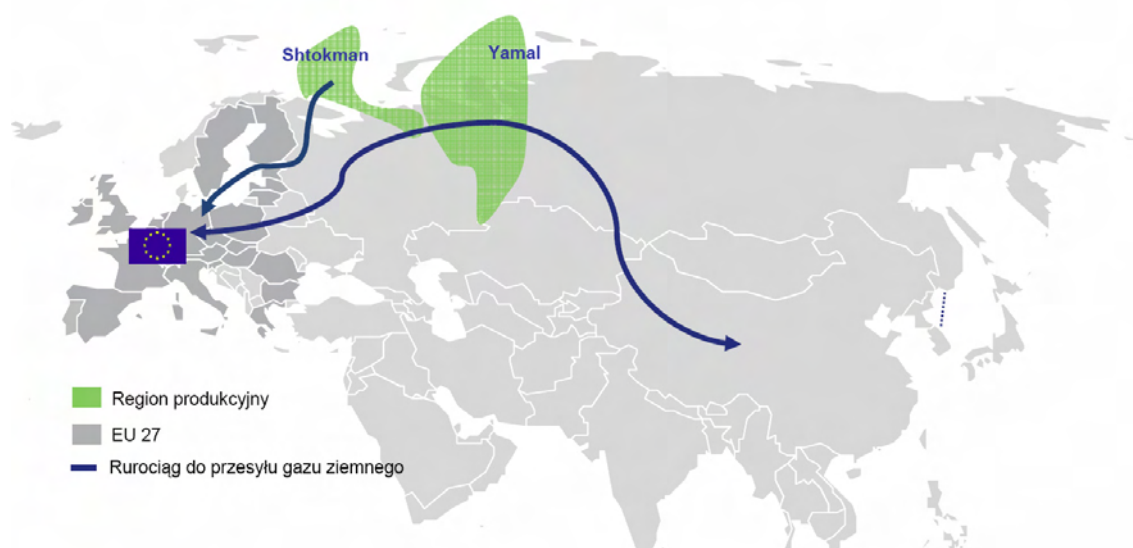
(2) European Commission. October 2006. Commission to the European Council: Foreign relations in terms of energy supply - principles, measures.

Mimo że pomiędzy spółkami-eksporterami w Rosji a nabywcami w UE istnieją już wypróbowane i sprawdzone relacje w zakresie dostaw, istotne jest również jak najszybsze połączenie rosyjskich zasobów gazu ziemnego z rynkiem europejskim, z uwagi na rosnącą konkurencję między konsumentami gazu ziemnego. Proces ten został opisany w kolejnych częściach.

2.3.3 Znaczenie jak najwcześniejszego połączenia rosyjskich zasobów gazu ziemnego z rynkiem europejskim w kontekście rosnącego zapotrzebowania na gaz ziemny w Azji

Bliskość geograficzna rosyjskich pól gazowych w rejonie północnego obwodu tiumeńskiego jest porównywalna z bliskością geograficzną wobec UE. Biorąc pod uwagę rosnącą presję konkurencyjną na dostęp do zasobów gazu ziemnego, dla UE coraz ważniejsze staje się strategiczne zabezpieczenie źródeł rosyjskich. Jest to związane głównie z rosnącym zapotrzebowaniem na gaz ziemny w krajach azjatyckich⁽¹⁾. W Chinach szacowany wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w latach 2004 - 2030 wyniesie 5,1% rocznie, a w Indiach 4,2% rocznie, w porównaniu z rocznym wzrostem zapotrzebowania na ropę na poziomie odpowiednio 3,4% i 3,0% oraz na węgiel odpowiednio 2,8% i 3,3%⁽²⁾. Region Azji i Pacyfiku zużywa obecnie 439 mld m³ gazu rocznie, co stanowi około 81% poziomu UE.

Chiny to jeden z największych i najszybciej rozwijających się rynków gazu ziemnego w regionie. Biorąc pod uwagę wzrost zapotrzebowania, Chiny prawdopodobnie wykażą zwiększone zainteresowanie eksportem gazu ziemnego przez Rosję. Geograficzna bliskość Chin i pól gazonośnych w Rosji będzie sprzyjać przesyłowi gazu z Rosji do Chin.



(1) Federal Ministry of Labour and Economic Affairs. 2005. Energy market trends up to 2030. 18.

(2) International Energy Agency. 2006. World Energy Outlook. 86, 112, 127.

Rys. 2.6 Istniejące zasoby gazu w Rosji i budowa sieci przesyłowej do Chin

W miarę rozwoju stosunków handlowych między Rosją a krajami azjatyckimi istnieje niebezpieczeństwo, że UE zostanie zepchnięta na drugi plan przy nabywaniu gazu z obwodu tiumeńskiego. Wczesna strategiczna rozbudowa połączenia między Rosją a rynkiem europejskim jest zatem istotna dla długoterminowego zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego do UE. Silne zaangażowanie Gazpromu w gazociąg Nord Stream dowodzi zainteresowania światowego lidera w produkcji gazu ziemnego długoterminowymi dostawami gazu do UE. Jest to duża korzyść dla UE w kontekście rosnącej konkurencji w zakresie zapotrzebowania na gaz ziemny jako surowiec energetyczny.

Ustanowienie bezpośredniego połączenia między rosyjskimi zasobami gazu a rynkiem UE jest coraz pilniejsze. Dlatego też Komisja Europejska wspiera projekty mające na celu terminową rozbudowę infrastruktury do przesyłu gazu do UE z krajów trzecich za pośrednictwem wytycznych w sprawie transeuropejskich sieci energetycznych (TEN-E). Gazociąg Nord Stream może dostarczyć znacznej części wymaganych zdolności przesyłowych i dlatego jest bardzo ważny dla bezpieczeństwa dostaw gazu do UE. W dniu 6 września 2006 roku Parlament Europejski i Rada uznały gazociąg Nord Stream za „projekt leżący w interesie Europy”⁽¹⁾ i projekt priorytetowy.

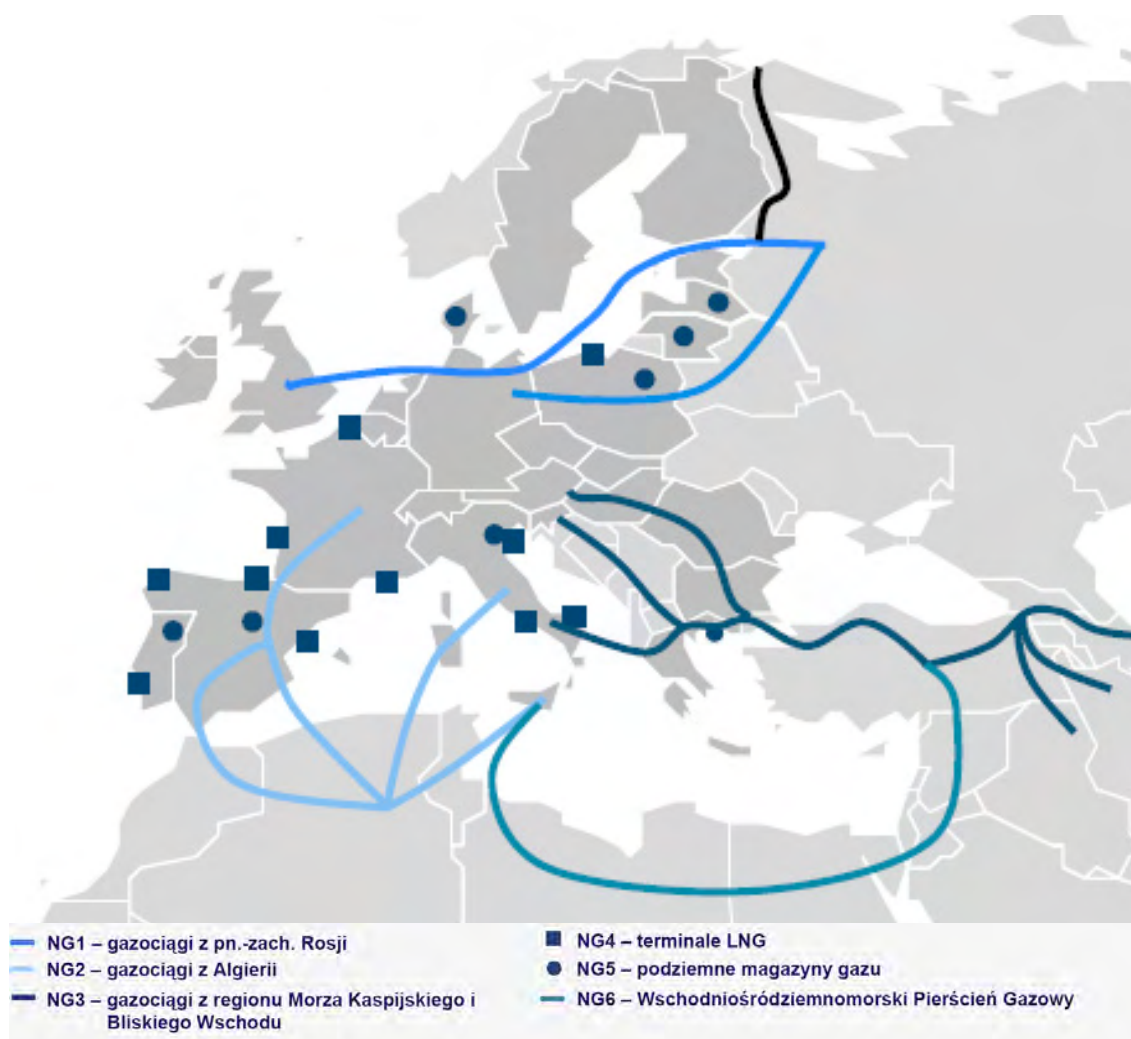
2.3.4 Gazociąg Nord Stream jako ważny element transeuropejskich sieci energetycznych**Gazociąg Nord Stream w kontekście projektów osi priorytetowych transeuropejskich sieci energetycznych**

Realizacja decyzji dotyczącej projektu transeuropejskich sieci energetycznych obejmuje zacieśnienie integracji i rozwój infrastruktury przesyłu energii poprzez wspieranie połączeń, interoperacyjności i rozwoju zdolności przesyłowych gazu ziemnego. Tenże projekt Komisji Europejskiej nadaje priorytety niektórym osiom w celu rozwoju lub przywrócenia dostaw gazu ziemnego do UE z krajów trzecich, jak również zwiększenia efektywności rynków energii wewnątrz UE⁽²⁾. UE wspiera projekty odpowiadające tym osiom priorytetowym. W dniu 6 września 2006 roku UE zdefiniowała sześć projektów osi priorytetowych (od NG1 do NG6)⁽³⁾.

(1) European Parliament. Decision No 1364/2006/EC of September 6, 2006.

(2) European Commission. 2004. Trans-European Energy Networks: TEN-E Priority Projects.

(3) European Parliament. Decision No 1364/2006/EC of September 6, 2006.



Rys. 2.7 Sieci transeuropejskie: projekty priorytetowe dla dostaw gazu ziemnego na podstawie ilustracji Komisji Europejskiej

Oś NG1 obejmuje korytarz z Rosji do Wielkiej Brytanii przez północną część Europy kontynentalnej (w tym Niemcy, Holandię i Danię), w celu stworzenia nowej trasy importu gazu ziemnego z Rosji. Generalnie, ta oś ma na celu połączenie z UE rosyjskich zasobów gazu w Syberii Zachodniej, a w szczególności pola Sztokman. **Do realizacji tego celu posłuży, jako ostoja korytarza, gazociąg Nord Stream.** Efektywność wewnętrznego rynku gazu UE również powinna zostać zwiększona przez rozwój zdolności przesyłowych na linii Europa kontynentalna–Wielka Brytania.

Na **osi NG2** zbudowana ma zostać sieć rurociągów łączących Algierię z Europą. Sieć ta obejmuje kilka rurociągów do Hiszpanii i Włoch. Stamtąd przewiduje się poprowadzenie innych połączeń do Francji.

Na **osi NG3** planowane jest połączenie z UE zasobów gazu ziemnego na Bliskim Wschodzie i w regionie Morza Kaspijskiego, za pomocą nowego rurociągu Nabucco, który ma biec przez Turcję, Bułgarię, Rumunię i Węgry do Austrii.

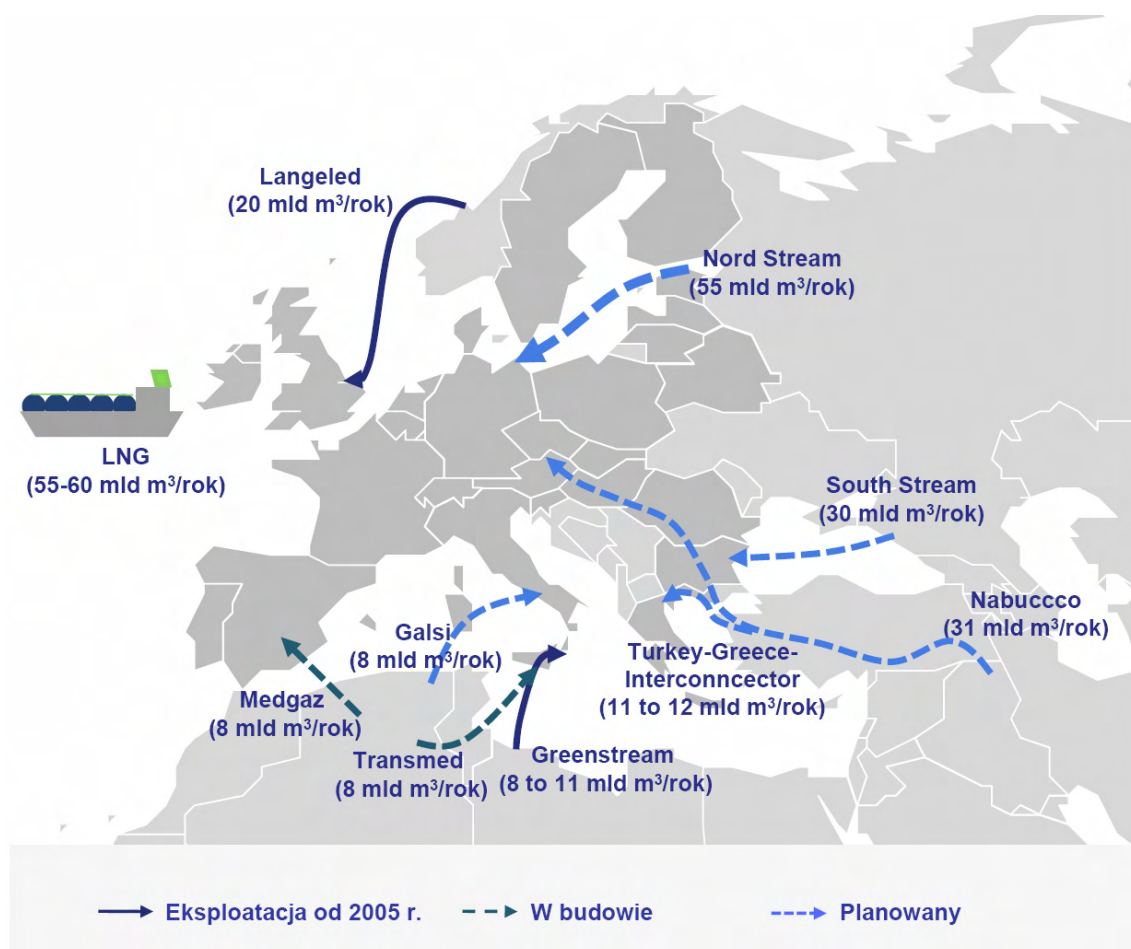
Celem projektów oznaczonych jako **NG4** jest budowa dodatkowych terminali do regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Belgii, Francji, Hiszpanii, Portugalii i we Włoszech. Projekty te mają przede wszystkim na celu pobudzanie konkurencji pomiędzy krajami eksportującymi gaz ziemny, generowanie dodatkowych zdolności przesyłowych oraz dywersyfikację źródeł importu gazu ziemnego poprzez stworzenie elastycznych tras transportu morskiego. Jednak już dziś światowy rynek gazu skroplonego charakteryzuje się silną konkurencją pomiędzy krajami-importerami w Europie, USA i na Dalekim Wschodzie.

Celem projektów oznaczonych jako **NG5** jest zwiększenie zdolności magazynowania gazu, głównie przez budowę zbiorników podziemnych (np. w wyczerpanych złożach gazu ziemnego, grotach solnych).

Oś NG6 koncentruje się na zwiększeniu zdolności przesyłowych rurociągów z Libii, Egiptu, Jordanii, Syrii i Turcji do państw członkowskich UE w regionie śródziemnomorskim i utworzenie Wschodniośródziemnomorskiego Pierścienia Gazowego.

Gazociąg Nord Stream w kontekście różnych projektów realizowanych w ramach transeuropejskich sieci energetycznych

Zgodnie z osiami priorytetów ustanowionymi przez Komisję Europejską, realizowane mają być różne nowe projekty związane z infrastrukturą do importu gazu ziemnego. Gazociąg Nord Stream jest jednym z projektów infrastrukturalnych TEN-E i największym pojedynczym projektem w ramach nowych zdolności przesyłowych gazu ziemnego do UE.



Rys 2.8 Sieci transeuropejskie – projekty priorytetowe dla dostaw gazu ziemnego

Gazociąg Langeled, biegnący z terminalu Nyhamna w Norwegii do Easington w Anglii, jest jednym z wymienionych strategicznych projektów infrastrukturalnych. W połączeniu z rozbudową pola Ormen Lange w Norwegii gazociąg ten, oficjalnie otwarty w 2006 roku, zwiększa zdolności przesyłowe w zakresie importu do UE o około 20 mld m³ rocznie.

Rozbudowa połączeń rurociągowych pomiędzy Afryką Północną a Włochami lub Hiszpanią ma na celu zwiększenie zdolności importowej UE do 42 mld m³ rocznie począwszy od 2015 roku (GME, MEDGAZ, GALSI, Transmed, rozbudowa gazociągu Green Stream). Planowana budowa rurociągu Nabucco, mającego stanowić ważną trasę importu gazu ziemnego z regionu Morza Kaspijskiego, pozwoli zwiększyć zdolność importową o 20-30 mld m³ rocznie, nie wcześniej jednak niż w roku 2011.

W planach są dalsze możliwości przesyłowe w zakresie gazu skroplonego, zapewniające w sumie regazyfikację dodatkowych 66 mld m³, co w 2015 roku da około 180 mld m³ rocznie.

Jednak większość wymienionych projektów jest wciąż na wczesnym etapie planowania i ich realizacja jest w niektórych przypadkach niepewna.

Wszystkie projekty gazociągów aktualnie planowane i będące w budowie w ramach sieci TEN-E, włączając w to projekt Nord Stream, zwiększyłyby zdolności importowe UE w sumie o 140 mld m³. Odpowiada to ponad 70% dodatkowego zapotrzebowania UE na import w 2025 roku. Gazociąg Nord Stream, o planowanej zdolności przesyłowej 55 mld m³ rocznie, ma na celu pokrycie ponad 25% dodatkowego zapotrzebowania UE na import i dlatego przyczynia się w znaczący sposób do zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw gazu do UE. Jak podkreślił Komisarz UE ds. Polityki Energetycznej, Andris Piebalgs, gazociąg Nord Stream należy postrzegać jako projekt uzupełniający pozostałe projekty, które również muszą zostać ukończone, nie zaś jako projekt konkurencyjny⁽¹⁾. Oprócz znaczenia pod względem wielkości dostaw, gazociąg Nord Stream dzięki swojej trasie przyczyniłby się znacznie do „dywersyfikacji źródeł gazu ziemnego i tras zaopatrzenia”⁽²⁾. Potwierdza to raport komisji Europejskiej z 10 czerwca 2004 roku, dotyczący priorytetowych projektów TEN-E⁽³⁾. Dywersyfikacja została określona jako priorytet w przyszłym rozwoju transeuropejskich sieci energetycznych na mocy decyzji UE nr 1364/2006/WE z 6 września 2006 roku. Północny rurociąg gazu ziemnego, biegnący z Rosji do Niemiec przez Morze Bałtyckie, uznano w decyzji za projekt „leżący we wspólnym interesie” Unii Europejskiej⁽⁴⁾. Ze względu na możliwość zapewnienia przez gazociąg Nord Stream niezbędnych dodatkowych zdolności przesyłowych w zakresie importu oraz jego strategiczne znaczenie, odstąpienie od realizacji tego projektu nie wchodzi w grę.

2.3.5 Konsekwencje niezrealizowania projektu

Niniejszy rozdział dotyczy konsekwencji dla przyszłych dostaw gazu ziemnego do UE w przypadku niezrealizowania projektu Nord Stream. Jak wspomniano powyżej, brak realizacji projektu Nord Stream stanowiłoby poważne ryzyko dla bezpieczeństwa zaopatrzenia UE w gaz ziemny, ze względu na brak zdolności przesyłowej rzędu 55 mld m³ rocznie, jaką zapewniałby ten rurociąg. Planowany rurociąg pokrywałby ponad jedną czwartą dodatkowego zapotrzebowania na import gazu, szacowanego na maksymalnie 195 mld m³ do 2025 roku. Odstąpienie od realizacji poważnie zagroziłoby bezpieczeństwu dostaw energii do UE.

Planuje się, że większość wymaganych zdolności importowych zostanie zabezpieczonych przez realizację projektów wymienionych w **części 2.3.4**. Wszystkie te projekty powinny być

(1) Public Hearing of the Committee on Petitions, Brussels, 29 January 2008.

(2) European Parliament and Council. Decision No 1364/2006/EC of September 6, 2006. Article 4.3. Patrz również European Commission. January 2007. The communication from the Commission to the European Council and the European Parliament - An energy policy for Europe. 6.

(3) European Commission. 2004. Trans-European Energy Networks: TEN-E Priority Projects. 25.

(4) European Parliament and Council. Decision No 1364/2006/EC of September 6, 2006.

traktowane jako nawzajem się uzupełniające. Niedobór dostaw wynikający z niezrealizowania projektu Nord Stream musiałby być zrównoważony realizacją projektów, które nie są jeszcze nawet w fazie rozważań, nie wspominając o planowaniu.

Bez projektu Nord Stream należałoby uwzględnić:

- a) Inne źródła zaopatrzenia w gaz
- b) Inne trasy transportu gazu ziemnego do UE
- c) Inne źródła energii

Oprócz analizy tych trzech aspektów należy podkreślić, że oprócz projektu Nord Stream, do zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na import gazu ziemnego niezbędne są także inne projekty będące aktualnie w fazie realizacji (patrz **część 2.3.4**), które nie mogą przez to być traktowane jako alternatywa dla projektu Nord Stream.

(a) Inne źródła zaopatrzenia w gaz

W oparciu o poniższe kryteria okazuje się, że nie istnieje porównywalna alternatywa dla Rosji.

- Rosja posiada największe na świecie zasoby gazu ziemnego i będzie w stanie dostarczać gaz ziemny do UE przez długi czas
- Rosja leży w geograficznej bliskości UE
- Rosja oferuje możliwość długoterminowych dostaw
- W perspektywie średniookresowej może zostać udostępnione połączenie do dodatkowych źródeł gazu rosyjskiego

Innymi potencjalnymi dodatkowymi źródłami gazu są:

- Region Morza Kaspijskiego i Bliski Wschód – rurociągi przesyłowe i gaz skroplony
- Algieria i Libia – rurociągi przez Morze Śródziemne
- Norwegia – rurociągi przez Morze Północne
- Źródła położone dalej – gaz skroplony

Żadna z tych alternatyw nie posiada zalet projektu Nord Stream, łączącego UE z rosyjskimi polami gazonośnymi. Ponadto, te alternatywy są dostępne jedynie w dłuższej perspektywie, kilka lat po zrealizowaniu projektu Nord Stream. Transport gazu skroplonego w szczególności wiąże się z wyższą emisją CO₂.

(b) Inne trasy transportu gazu ziemnego do UE

Poniżej dokonano porównania z projektem Nord Stream innych sposobów transportu pod względem efektywności emisji, która jest głównym aspektem środowiskowym wymagającym rozważenia. Inne uwzględniane aspekty środowiskowe to bezpieczeństwo oraz postrzeganie tych sposobów transportu przez opinię publiczną.

Projekt Nord Stream oferuje znaczne korzyści pod względem efektywności energetycznej w porównaniu do tras lądowych i transportu gazu skroplonego, co jest ważnym czynnikiem ze względu na wytyczony przez UE cel zmniejszenia emisji CO₂.

Rurociągi lądowe

Przy tym samym poziomie ciśnienia i zdolnościach przesyłowych, energia wymagana do eksploatacji rurociągu jest przede wszystkim funkcją średniego ciśnienia przesyłu. Wraz ze wzrostem ciśnienia, jednostkowe zużycie ciśnienia podczas przesyłu będzie niższe ze względu na ściśliwe własności gazów, co zmniejsza liczbę stacji kompresorowych niezbędnych do przesyłu na określoną odległość. Przy maksymalnym ciśnieniu wejściowym gazociągu Nord Stream wynoszącym 220 barów do transportu gazu na odległość ponad 1 200 km nie jest konieczna przepompownia.

Ponieważ rurociągi lądowe pracują przeważnie pod ciśnieniami znacznie niższymi niż 100 barów, dla zagwarantowania równoważnej wydajności konieczna byłaby znacznie większa liczba stacji kompresorowych, a więc i paliwa gazowego. Dlatego też projekt Nord Stream spowoduje mniejszą emisję CO₂ w porównaniu z projektem lądowym.

Transport gazu skroplonego

Transport gazu skroplonego jest wyraźnie mniej wydajny energetycznie i wiąże się z wyższą emisją węgla niż rurociąg podmorski. Proces skraplania gazu jest skomplikowany i obejmuje skraplanie pod wysokim ciśnieniem w miejscu eksportu, specjalistyczny transport morski i w końcu regazyfikację. Każdy element tego procesu wiąże się ze znacznymi stratami energii i emisją dwutlenku węgla. Analiza wykazuje, że połączenie rurociągiem z obwodu murmańskiego, gdzie gaz z pola Sztokman będzie wyprowadzany na ląd, będzie wiązał się z mniejszymi stratami energii i niższą emisją dwutlenku węgla niż transport gazowcem do wybrzeża Niemiec Północnych. Te same porównywalne zalety transportu rurociągiem w porównaniu z transportem gazu skroplonego dotyczą również podmorskiego połączenia z Niemcami Północnymi z miasta Wyborg na bałtyckim wybrzeżu Rosji. Zastąpienie zdolności planowanych dla rurociągu Nord Stream oznaczałoby rocznie około 600-700 obustronnych rejsów gazowców po Morzu Bałtyckim, z czym wiąże się hałas i inne zakłócenia poważnie wpływające na środowisko morskie oraz dodatkowa emisja dwutlenku węgla. Ponadto, w 2007 roku Komisja Europejska stwierdziła w komunikacie, w odniesieniu do projektów priorytetowych TEN-E będących co najmniej na etapie planowania, że realizacja szeregu terminali LNG „napotykała na znaczne

opóźnień⁽¹⁾. To oświadczenie tłumaczy trudności w realizacji dodatkowych terminali gazu skroplonego, które nie zostały jeszcze nawet zaplanowane.

(c) Inne źródła energii

Energia odnawialna

UE oczekuje, że do 2025 roku udział energii odnawialnej w strukturze pierwotnych źródeł energii wyniesie w skali ogółouropejskiej 11%⁽²⁾. Z punktu widzenia ochrony środowiska, preferowanym wariantem jest energia odnawialna. Jednak projekty w zakresie energii odnawialnej nie są w stanie spełnić podstawowego celu rozwojowego, ponieważ ich udział w strukturze źródeł energii jest zbyt mały. Dla zastąpienia energii pochodzącej z 55 mld m³ gazu, który miałby być dostarczany gazociągiem Nord Stream, trzeba by wybudować 240 tys. elektrowni wiatrowych lub przeznaczyć na produkcję bioetanolu około 90–100 tys. kilometrów kwadratowych pól kukurydzy. Projekty energii odnawialnej nie mogą więc być rozważane jako alternatywy dla tego projektu.

Paliwa kopalne

Gaz ziemny powoduje wytwarzanie 30-50% mniej zanieczyszczeń i emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z innymi paliwami kopalnymi, takimi jak węgiel i ropa, ponieważ charakteryzuje się on wyższym stosunkiem ilościowym wodoru do węgla i czystszy proces spalania. Dlatego gaz wywiera mniejsze oddziaływanie na środowisko niż inne paliwa kopalne. Opanowanie problemu zapotrzebowania na energię za pomocą innych paliw kopalnych oznaczałoby, w przypadku niezrealizowania projektu Nord Stream, konieczność wybudowania 55 dodatkowych elektrowni opalanych węglem lub zgodę na to, aby rocznie przez Morze Bałtyckie przepływało 150 tankowców.

W szczególności, biorąc pod uwagę decyzję Rady Europejskiej z marca 2007 roku w sprawie redukcji emisji gazów cieplarnianych o 20% do roku 2020⁽³⁾, spodziewany jest dalszy wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny. Projekty oparte na paliwach kopalnych mają bardziej negatywny wpływ na środowisko niż projekt Nord Stream i dlatego nie będą rozważane jako alternatywa wobec niego.

Energia jądrowa

Zwiększone wykorzystanie energii jądrowej jako alternatywy dla wykorzystania gazu ziemnego mogłoby być brane pod uwagę w przypadku, gdyby długoterminowe dostawy gazu ziemnego za

(1) European Commission. October 2007. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament: Priority Interconnection Plan. 11.

(2) European Commission. 2007. European Energy and Transport - Trends to 2030. Update 2007. 96.

(3) http://ec.europa.eu/environment/etap/agenda_en.htm#4 (stan z dnia 19 października 2007 roku).

pomocą istniejącej infrastruktury okazały się mniejsze od potrzeb. Opanowanie problemu zapotrzebowania na energię za pomocą energii jądrowej w przypadku niezrealizowania projektu Nord Stream oznaczałoby konieczność budowy 23 nowych elektrowni jądrowych. Ponieważ proces budowy elektrowni jądrowych jest długotrwały, opanowanie niedoboru importu w 2025 roku przy użyciu energii jądrowej jest w wysokim stopniu nierealne.

Ponadto, energia jądrowa ma niekorzystny wpływ na środowisko. Z jednej strony ma ona pozytywne oddziaływanie na wielkość emisji CO₂, z drugiej jednak wciąż istnieje niepewność co do jej oddziaływania w skali długofalowej⁽¹⁾. Wytwarzanie tej energii ma bardziej negatywny wpływ na środowisko niż projekt Nord Stream. Dodatkowo można zaobserwować, że przyszłe wykorzystanie energii jądrowej jest w wielu krajach Unii Europejskiej mocno kwestionowane przez opinię publiczną – na przykład Niemcy zobowiązały się, że zaprzestaną budowy nowych elektrowni jądrowych i będą krok po kroku zastępować istniejące elektrownie innymi źródłami energii. Dlatego energia jądrowa nie będzie rozważana jako alternatywa dla tego projektu.

Emisja dwutlenku węgla przez projekt Nord Stream jest mniejsza niż w przypadku transportu gazu skroplonego i przesyłu rurociągami lądowymi. Gaz skroplony jest metodą transportu gazu ziemnego wiążącą się z największą emisją dwutlenku węgla. Przesył gazu rurociągiem podmorskim jest jedną z najbardziej efektywnych i bezpiecznych metod transportu źródeł energii. W tym kontekście, oddziaływania środowiskowe na florę i faunę powinny zostać przeciwstawione oddziaływaniom na środowisko wynikającym z używania gazu ziemnego zamiast innych paliw kopalnych. Biorąc pod uwagę fakt, że budowa rurociągu podmorskiego przez Morze Bałtyckie jest z punktu widzenia ochrony środowiska najkorzystniejszą metodą zwiększenia zdolności przesyłowych gazu ziemnego do UE oraz że wycofanie się ze zwiększenia zdolności importowych nie jest brane pod uwagę, można wnioskować, że - z wyjątkiem energii odnawialnej - wszystkie inne projekty mające na celu zaopatrywanie UE w niezbędne źródła energii skutkowałyby bardziej szkodliwymi oddziaływaniami na środowisko.

2.3.6 Wnioski

Niezrealizowanie projektu gazociągu Nord Stream o zdolności przesyłowej 55 mld m³, zapewniającego pokrycie ponad 25% dodatkowego zapotrzebowania na import, nie jest możliwe bez narażenia się na ryzyko poważnego zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii do UE:

- Gazociąg Nord Stream jest niezbędnym elementem priorytetowych projektów sieci TEN-E, które mają na celu zabezpieczenie zaopatrzenia UE w gaz

(1) Takie jak wydobycie uranu, kwestie bezpieczeństwa i kwestie związane z odpadami jądrowymi.

- Gazociąg Nord Stream będzie łączył UE z największymi znanymi na świecie zasobami gazu ziemnego
- Gazociąg podmorski Nord Stream jest najbardziej przyjaznym dla środowiska sposobem przesyłu gazu ziemnego do UE
- W porównaniu z innymi projektami przesyłu gazu do UE, projekt Nord Stream znajduje się w bardzo zaawansowanym stadium projektowania technicznego i planowania. Może on zostać ukończony i przekazany do eksploatacji w czasie wystarczającym do zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na gaz w UE. Dlatego też gazociąg Nord Stream ma kluczowe znaczenie dla zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania UE na gaz w najbliższych latach

2.4 Bibliografia

AHK Algerien. Overview of demographic, legal, economical data on Algeria provided by the German Chamber of Foreign Trade. <http://algerien.ahk.de/index.php?id=landesinfos> (accessed August 4, 2008).

British Petrol. June 2008. Statistical Review of World Energy.

Energy Information Administration. 2007. International Energy Outlook.

European Commission. Commission to the European Council. October 12, 2006. Foreign relations in terms of energy supply. Principles, measures.

European Commission. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. October 2007. Priority Interconnection Plan.

European Commission. Environmental Technology Action Plan. Decision to decrease the EU's overall emissions to at least 20% as compared with 1990 and to increase share of renewables in energy use to 20% by 2020.
http://ec.europa.eu/environment/etap/agenda_en.htm#4 (accessed October 19, 2007).

European Commission. 2007. European Energy and Transport – Trends to 2030. Update 2007.

European Commission. 2007. Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply.

European Commission. 2004. Trans-European Energy Networks. TEN-E Priority Projects.

European Council. Directive 2004/67/EC concerning measures to safeguard security of natural gas supply.

European Council. Decision No 96/391/EC of 28 March 1996 laying down a series of measures aimed at creating a more favourable context for the development of trans-European networks in the energy sector.

European Parliament and Council: Decision No 1229/2003/EC of 26 June 2003 laying down a series of guidelines for trans-European energy networks and repealing Decision No 1254/96/EC.

European Parliament and Council: Decision No. 1364/2006/EC of 6 September 2006 laying down guidelines for trans-European energy networks and repealing Decision 96/391/EC and Decision No 1229/2003/EC.

Eurostat. 2007. Eurostat Statistical Books - Gas and Electricity Market Statistics.

Federal Ministry of Labour and Economic Affairs. 2005. Energy market trends up to 2030.

German Ministry for the Economy. September 2007. Monitoring-Bericht des BMWi nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas.

International Energy Agency. 2006. World Energy Outlook.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz – Ministry for the environment and climate protection of Lower Saxony. Overview of environmental effects from the use of different energy sources (gas, oil, coal, nuclear energy, renewables).
http://www.umwelt.niedersachsen.de/master/C24188911_N23067576_L20_D0_I598.html
(accessed October 26, 2007).